



BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Entwurf zur Eignungsprüfung der Flächen N-13.1 und N-13.2

Hamburg, 19. August 2026

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Flächen der zentralen Voruntersuchung für das Ausschreibungsjahr 2027	2
1.2	Fläche N-13.1	1
1.3	Fläche N-13.2	2
1.4	Hinweis auf weiches Sediment und Faulgase	4
1.5	Hinweis auf potentielle Forschungstätigkeiten	4
2	Zuständigkeit, Verfahren und Grundlagen der Prüfung	4
2.1	Zuständigkeit	4
2.2	Verfahren	4
2.3	Grundlagen der Prüfung	6
3	Eignungsprüfung	9
3.1	Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung	9
3.2	Strategische Umweltprüfung	10
3.2.1	Arten-, Gebiets- und Biotopschutz	10
3.2.2	Keine Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt	11
3.2.3	Kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Windenergieanlagen	12
3.2.4	Keine sonstigen erheblichen Umweltauswirkungen	12
3.2.4.1	Munition	12
3.2.4.2	Landschaft	13
3.2.4.3	Schutzgut des kulturellen Erbes	14
3.2.4.3.1	14 versandete Objekte	17
3.2.4.3.2	Objekt mit der Position 55°09,1138'N, 006°18,2425'E WGS84	17
3.2.4.3.3	Wrack mit der Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E WGS84	18
3.2.4.3.4	Versandete Wracktrümmer mit der Position 55°08,0641'N, 006°17,7472'E WGS84	18
3.2.4.3.5	Festlegung von Ausschlusszonen	18

3.3	Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs	19
3.3.1	Schiffsverkehr	19
3.3.2	Luftverkehr	23
3.3.2.1	Windenergieanlagen und sonstige Einrichtungen als Luftfahrthindernisse	24
3.3.2.2	Luftraumstruktur	25
3.3.2.2.1	Luftraumstruktur – militärisch	26
3.3.2.2.2	Luftraumstruktur – zivil	26
3.3.2.3	Hubschrauberlandedeck	28
3.3.2.4	Windenbetriebsflächen	28
3.4	Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	29
3.5	Vereinbarkeit mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten	30
3.6	Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen	30
3.6.1	Kabel- und Offshore-Anbindungsleitungen	31
3.6.2	Rohrleitungen	32
3.7	Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen	33
3.8	Kein Entgegenstehen anderer Anforderungen nach dem WindSeeG, zwingender sonstiger öffentlich-rechtlicher Bestimmungen oder sonstiger überwiegender öffentlicher oder privater Belange	34
3.8.1	Flächenentwicklungsplan	34
3.8.2	Sicherheits- und Gesundheitsschutz/Katastrophenschutz	35
3.8.3	Fischerei	35
3.8.4	Kein Entgegenstehen sonstiger überwiegender privater Belange	38
4	Bestimmung der zu installierenden Leistung	39
4.1	Fläche N-13.1	40
4.2	Fläche N-13.2	42
5	Gesamtergebnis	45
6	Quellenangaben	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte der zentralen Voruntersuchung für das Ausschreibungsjahr 2027	2
Abbildung 2: Übersicht der Objekte auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 und deren Umgebung ...	16
Abbildung 3: Hubschrauber-Hauptstrecken im Bereich des Gebiets N-13 (grün hervorgehoben: hier in Prüfung stehende Flächen)	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Koordinaten der versandeten Objekte auf bzw. in der direkten Nähe der Fläche N-13.1 nach WGS84.	41
Tabelle 2: Koordinaten der Objekte auf bzw. in der direkten Nähe der Fläche N-13.2 nach WGS84.	44

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AIS-Daten	Daten aus dem Automatischen Identifikationssystem in der Schifffahrt
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DK-AIP	Aeronautical Information Publication Denmark
GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
GW	Gigawatt
i.S.d.	Im Sinne des
i.V.m.	In Verbindung mit
MSRL	Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie)
MW	Megawatt
NfS	Nachrichten für Seefahrer
NL-AIP	Aeronautical Information Publication of the Netherlands (niederländisches Luftfahrthandbuch)
Nr.	Nummer
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
ROP	Raumordnungsplan
ROG	Raumordnungsgesetz
S.	Seite oder Satz
SeeAnIV	Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung)
SERA	Standardised European Rules of the Air
sm	Seemeile
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
SUP	Strategische Umweltprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
Vgl.	Vergleiche
VTG	Verkehrstrennungsgebiet
VO-KVR	Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)
WindSeeV	Verordnung zur Durchführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Windenergie-auf-See-Verordnung)

1 Einleitung

In diesem Dokument wird die Prüfung der Eignung für die zentral voruntersuchten Flächen N-13.1 und N-13.2 dargestellt.

Rechtliche Grundlage der **Eignungsprüfung** ist § 10 Abs. 2 des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 44 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323) geändert worden ist (WindSeeG).

Die Eignungsprüfung ist die Grundlage für eine Rechtsverordnung gemäß § 12 Absatz (Abs.) 5 Satz (S.) 1 WindSeeG, die sogenannte **Windenergie-auf-See-Verordnung** (WindSeeV).

Nach § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG wird die Eignung der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Fläche und die auf ihr zu installierende Leistung mittels Rechtsverordnung (WindSeeV) festgestellt. Zugleich wird gemäß § 12 Abs. 5 S. 2 WindSeeG in der WindSeeV festgestellt, dass die Realisierung von Windenergieanlagen auf See auf der zentral voruntersuchten Fläche aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit erforderlich sind.

Die Eignungsfeststellung ist wiederum Grundlage für die **Ausschreibung der Bundesnetzagentur** (BNetzA), vgl. § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG.

Denn gemäß § 14 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG ermittelt und bezuschlagt für Windenergieanlagen auf See die BNetzA als zuständige Stelle auf zentral voruntersuchten Flächen durch Ausschreibungen nach Abschnitt 5 WindSeeG den Zuschlagsberechtigten.

Der **Prüfumfang der Eignungsprüfung** ist dem WindSeeG zu entnehmen:

Gemäß § 12 Abs. 4 S. 1 i.V.m. § 10 Abs. 2 WindSeeG ist die Eignung gegeben, wenn der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der gegenständlichen Fläche die Kriterien und Belange nicht entgegenstehen, die im

Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans und, soweit sie unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können, im Rahmen der Plangenehmigung für Windenergieanlagen auf See zu prüfen sind. Grundlage für die Feststellung der Leistung mittels Rechtsverordnung ist gemäß § 12 Abs. 4 S. 1 i.V.m. § 10 Abs. 3 WindSeeG die vorherige Bestimmung der Leistung. Die vorliegende Eignungsprüfung und Leistungsbestimmung dienen demnach als Grundlage für die Eignungs- und Leistungsfeststellung mittels Rechtsverordnung für die Flächen N-13.1 und N-13.2, die nach der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 30. Januar 2026 für die Ausschreibung im Jahr 2027 durch die BNetzA vorgesehen sind.

Maßgeblich für die Eignungsprüfung sind die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2025 (auch FEP 2025 genannt) unter Berücksichtigung der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 30. Januar 2026. Erstmals festgelegt wurden die Flächen N-13.1 und N-13.2 im FEP 2023. Der Flächenzuschnitt von N-13.1 wurde mit dem FEP 2025 auf 49 km² marginal verkleinert gegenüber der Festlegung im FEP 2023 von 50 km². An der zu installierenden Leistung hat sich dadurch keine Änderung ergeben. Näheres hierzu steht in Kapitel 4.1.

Mit der Änderung des FEP 2025 wurden die Kalenderjahre für die Ausschreibungen, für die Inbetriebnahme der WEA sowie für den Einzug der parkinternen Verkabelung für die Flächen N-13.1 und N-13.2 angepasst.

1.1 Flächen der zentralen Voruntersuchung für das Ausschreibungsjahr 2027

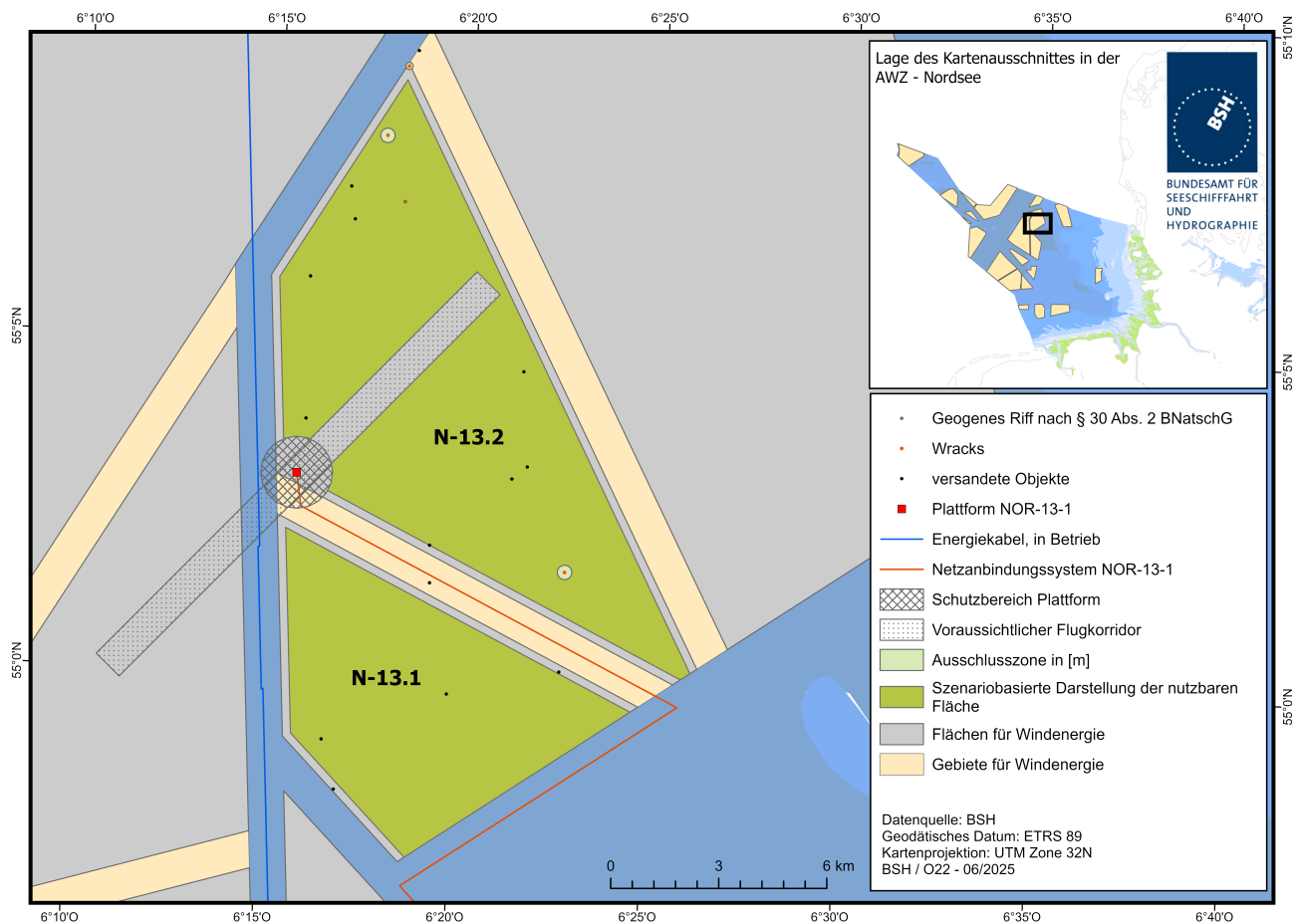


Abbildung 1: Karte der zentralen Voruntersuchung für das Ausschreibungsjahr 2027

Die **Karte der zentralen Voruntersuchung für das Ausschreibungsjahr 2026** (Abbildung 1) stellt die Lage der Flächen N-13.1 und N-13.2 sowie weitere für die Bebaubarkeit diese Flächen relevanten Informationen dar. Grundlage dieser Flächen sind die im Flächentwicklungsplan für Windenergie festgelegten Gebiete. Die Karte basiert auf dem Stand des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2025 (*Hinweis: diese Geodaten für den Flächenentwicklungsplan 2025 sind als Web Map Service sowie als Web Feature Service verfügbar. Diese können beispielsweise über das [GeoSeaPortal](#) abgerufen werden*). Darüber hinaus sind in der Karte weitergehende Informationen wie der voraussichtliche Flugkorridor (näheres hierzu in Kapitel 3.3.2.2) sowie einzuhaltende Abstände zu Leitungen etc. und Ausschlusszonen um die im Rahmen der Flächenvoruntersuchung ermittelten Objekte (i.d.R. (potentielle) Kulturgüter) abgebildet. Nähere Informationen zu den Objekten sind in Kapitel 3.2.4.3 und Kapitel 4 beschrieben.

Die Abbildung 1 stellt dar, welche Faktoren bei der Berechnung zur Festlegung der zu installierenden Leistung in § 7 der 6. WindSeeV berücksichtigt wurden. Das umfasst sowohl die zu beachtenden Abstandsregelungen zwischen Windenergieanlagen benachbarter Flächen, zu dem Konverter NOR-13.1, zu einem Flugkorridor sowie die in § 4 der 6. WindSeeV angeordneten Ausschlusszonen auf der Fläche N-13.2.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den in Abbildung 1 dargestellten Flächen der zentralen Voruntersuchung 2026 (grüne Bereiche) um eine anhand realistischer Szenarien angenommenen Darstellung der tatsächlich nutzbaren Fläche innerhalb der Flächengrenzen der Flächen N-13.1 und N-13.2 handelt. Um den Schutzbereich zwischen Windenergieanlagen

benachbarter Flächen bestimmen zu können, muss ein Windenergieanlagen-Typ angenommen werden. Als primärer WEA-Typ wurde eine generische 22 MW Offshore-Anlage verwendet (bezeichnet als BSH-290-22, Rotordurchmesser 290 m). Dieser WEA-Typ wird ebenfalls für die Modellierung des Ertragspotenzials für verschiedene Ausbauszenarien im Rahmen des den Flächenentwicklungsplan begleitenden wissenschaftlichen Gutachtens¹ verwendet und ist dort den Inbetriebnahmejahren nach 2030 zugeordnet (für N-13.1 ist wird nach der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 über die angepassten Trassenverläufe verschiedener Offshore-Netzanbindungssysteme² die Inbetriebnahme in Abweichung zu den Festlegungen des FEP 2025 für 2032 erwartet). Je nach verwendeter Anlagengröße können die erforderlichen Abstände zwischen den Windenergieanlagen benachbarter Flächen von den hier visualisierten Bereichen abweichen.

1.2 Fläche N-13.1

Die Fläche N-13.1 liegt in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee im südwestlichen Teil des im Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2025 (FEP 2025) festgelegten Gebiets N-13. Sie hat eine Grundfläche von ca. 49 km².

Die Fläche N-13.1 grenzt nördlich an die Fläche N-13.2, westlich an die Fläche N-12.3 und südlich an die Fläche N-11.2. Östlich der Fläche N-13.1 erstreckt sich das Vorbehaltsgebiet Schweinswale (Mai bis August) des Raumordnungsplans 2021, welches die Fläche N-13.1 ebenfalls im südöstlichen Teilbereich der Fläche überlagert. Ebenso grenzt das Vorranggebiet Naturschutz des Raumordnungsplans 2021 öst-

¹ DÖRENKÄMPER ET AL., 2023.

² Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12.2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025.

lich in einem Abstand von ca. 1,5 km an die Fläche N-13.1 an. Dieses wird teilweise von dem in ca. 12 km Entfernung liegenden und im Raumordnungsplan 2021 festgelegten Vorranggebiet Seetaucher überlagert. Das im Raumordnungsplan 2021 festgelegte Artillerieschießgebiet Nordsee liegt in einer Entfernung von ca. 5,5 km östlich zur Fläche N-13.1. Südöstlich angrenzend zur Fläche N-13.1 liegt das Vorbehaltsgebiet Leitungen LN8 des Raumordnungsplans 2021.

Westlich parallel zur Fläche N-13.1 verläuft die in Betrieb befindliche Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung „NorNed“.

Die Konverterplattform zur Anbindung der Fläche N-13.1 ist auf der Fläche N-11.2 festgelegt. Zu dem Trassenverlauf für einzelne Netzanbindungssysteme wurde am 15.05.2025 eine Entscheidung des BSH bekanntgemacht.³ Diese Anpassungen gegenüber der bedingten Festlegung im Flächenentwicklungsplan vom 30. Januar 2025 hat im Bereich der Fläche N-13.1 keine räumlichen Auswirkungen, da sie im Bereich westlich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind.

Die Wassertiefen bezogen auf Lowest Astronomical Tide (LAT) liegen zwischen ca. 43 m und ca. 45 m.

Die kürzeste Entfernung der Fläche N-13.1 zu der nächstgelegenen deutschen Insel Sylt beträgt ca. 121 km.

Die Fläche N-13.1 liegt ca. 1 km vom Naturschutzgebieten Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht und 49 km vom dänischen Naturschutzgebiet Sydliges Nordsø entfernt. Die Fläche N-13.1 liegt von den Naturschutzgebieten Doggerbank, Friese Front und Borkum Riffgrund

mehr als 100 km entfernt. Zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone beträgt der Abstand zur Fläche N-13.1 knapp 80 km und zur dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone knapp 40 km.

Die Entfernung zu dem Hafen von Emshaven beträgt Luftlinie ca. 171 km, die Entfernung zu den Häfen von Wilhelmshaven, Cuxhaven und Bremerhaven ca. 195 km bis 211 km. Die Hochseeinsel Helgoland befindet sich ca. 130 km südöstlich der Fläche entfernt gelegen. Die Fläche N-13.1 liegt ca. 46 km nördlich des bereits im Betrieb befindlichen OWPs „GlobalTech I“, ca. 50 km westlich des bereits in Betrieb befindlichen OWPs „DanTysk“, ca. 32 km westlich des bereits in Betrieb befindlichen OWPs „Sandbank“, ca. 51 km nördlich des bereits in Betrieb befindlichen OWPs „Albatros“ und ca. 52 km nördlich des bereits in Betrieb befindlichen OWPs „EnBW Hohe See“.

1.3 Fläche N-13.2

Die Fläche N-13.2 liegt in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee im nördlichen Teil des im Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2025 festgelegten Gebiets N-13. Sie hat eine Grundfläche von ca. 91 km².

Die Fläche N-13.2 grenzt östlich an die Fläche N-13.3, nordwestlich an die Fläche N-12.6, westlich an die Fläche N-12.3 und südlich an die Fläche N-13.1. Im östlichen Teilbereich der Fläche N-13.2 überlagert das Vorbehaltsgebiet Schweinswale (Mai bis August) des Raumordnungsplans 2021 die Fläche. Im Südosten grenzt das Vorranggebiet Naturschutz des Raumordnungsplans 2021 mit einem Abstand von ca. 1,5 km an die Fläche N-13.2 an. Dieses wird teilweise von dem in ca. 10 km Entfernung

³ Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12.2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

liegenden und im Raumordnungsplan 2021 festgelegten Vorranggebiet Seetaucher überlagert. Das im Raumordnungsplan 2021 festgelegte Artillerieschießgebiet Nordsee liegt in einer Entfernung von ca. 4 km östlich zur Fläche N-13.2. Nordwestlich der Fläche N-13.2 befindet sich das Vorbehaltsgebiet Fischerei Kaisergranat FiN1 des Raumordnungsplans 2021.

Westlich parallel zur Fläche N-13.2 verläuft die in Betrieb befindliche Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung „NorNed“. Im nördlichen Bereich der Fläche N-13.2 wird die Fläche vom Südwesten nach Nordosten verlaufend vom voraussichtlich außer Betrieb befindlichen Seekabel „Weybourne-Esbjerg“ gekreuzt.

Die Konverterplattform zur Anbindung der Fläche N-13.2 ist am südwestlichen Rand der Fläche festgelegt⁴. Zu dem Trassenverlauf einzelner Netzanbindungssysteme wurde am 15.05.2025 eine Entscheidung des BSH und mit Zustimmung des Marinekommandos bekanntgemacht.⁵ Diese Anpassungen gegenüber der bedingten Festlegung im Flächenentwicklungsplan vom 30. Januar 2025 hat im Bereich der Fläche N-13.2 keine räumlichen Auswirkungen, da sie im Bereich westlich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind. Die Trasse für das Gleichstrom-Seekabelsystem verläuft am südlichen Flächenrand parallel zur Fläche Richtung Südosten.

Die Wassertiefen bezogen auf Lowest Astronomical Tide (LAT) liegen zwischen ca. 44 m und ca. 47 m.

Die kürzeste Entfernung der Fläche N-13.2 zu der nächstgelegenen deutschen Insel Sylt beträgt ca. 119 km.

Die Fläche N-13.2 liegt ca. 1 km vom Naturschutzgebieten Sylter Außenriff Außenriff – Östliche Deutsche Bucht und 46 km vom dänischen Naturschutzgebiet Sydlige Nordsø entfernt. Die Fläche N-13.2 liegt von den Naturschutzgebieten Doggerbank, Friese Front und Borkum Riffgrund mehr als 105 km entfernt. Zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone beträgt der Abstand zur Fläche N-13.2 knapp 81 km und zur dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone knapp 27 km.

Die Entfernung zu dem Hafen von Emshaven beträgt Luftlinie ca. 174 km, die Entfernung zu den Häfen von Wilhelmshaven, Cuxhaven und Bremerhaven ca. 195 km bis 211 km. Die Hochseeinsel Helgoland befindet sich ca. 130 km südöstlich der Fläche entfernt gelegen. Die Fläche N-13.2 liegt ca. 51 km nördlich des bereits im Betrieb befindlichen OWP „GlobalTech I“, ca. 48 km westlich des bereits in Betrieb befindlichen OWP „DanTysk“, ca. 30 km westlich des bereits in Betrieb befindlichen OWP „Sandbank“, ca. 57 km nördlich des bereits in Betrieb befindlichen OWP „Albatros“ und ca. 58 km nördlich des bereits in Betrieb befindlichen OWP „EnBW Hohe See“.

⁴ Der Flächenentwicklungsplan vom 30. Januar 2025 legte den jeweiligen Trassenverlauf für verschiedene Offshore-Netzanbindungssysteme vorerst nur bedingt fest, da dieser noch nicht abschließend geklärt war. Mit der am 15.05.2025 bekanntgemachten Entscheidung wurde die Trassenverläufe neu festgelegt. Die Entscheidung sowie die Bekanntmachung sind auf der BSH-Website abrufbar (s. Fn. 4). Diese Anpassungen haben jedoch im Bereich der Flächen N-13.1 und N-13.2 keine räumlichen Auswirkungen, da sie im Bereich westlich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind.

⁵ Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12.2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?_blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

1.4 Hinweis auf weiches Sediment und Faulgase

Die Flächen N-13.1 und N-13.2 liegen inmitten des pleistozänen Elbe-Urstromtals, und zeichnen sich durch vorrangig weiche Sedimentverfüllung aus. Näheres hierzu wird im Umweltbericht zu den Flächen N-13.1 und N-13.2 (dort Kapitel 2.1.2.3) beschrieben. Es wird darauf hingewiesen, dass innerhalb dieser von feinsandigen Tonen dominierten, holozänen Feinsedimente lokal begrenzte Ansammlungen von Faulgasen in einer Tiefe von ca. 51 m bis 57 m (LAT) auftreten. Ein möglicherweise daraus resultierendes Gefährdungspotential ist bei der Umsetzung des Vorhabens zu bewerten und gegebenenfalls durch geeignete Maßnahmen zu berücksichtigen.

2 Zuständigkeit, Verfahren und Grundlagen der Prüfung

2.1 Zuständigkeit

Gemäß § 12 Abs. 4 S. 1 WindSeeG prüft die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Eignung nach § 10 Abs. 2 WindSeeG.

Zuständige Stelle für die Voruntersuchung ist die BNetzA, § 11 S. 1 WindSeeG. Sie kann die Voruntersuchung nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung bei Flächen in der AWZ vom BSH im Auftrag wahrnehmen lassen, § 11 S. 2 Nr. 1 WindSeeG.

Nach der Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und dem Bundesministerium für Digitales und Verkehr sowie der BNetzA und dem BSH über die Aufgabenerledigung des BSH im

1.5 Hinweis auf potentielle Forschungstätigkeiten

Es besteht eine teilweise Überschneidung der Flächen N-13.1 und N-13.2 mit dem Bereich „GB3“⁶, in dem das Thünen Institut Meeresforschung durchführt. In diesen Bereichen soll dem Thünen Institut – soweit dies mit der Windenergie auf See vereinbar ist – die Möglichkeit eingeräumt werden, Forschungsaktivitäten und insbesondere die Erfassungen für Langzeitreihen fortzusetzen.

Bereich der Offshore-Windenergie von 2021 nimmt das BSH in Bezug auf sämtliche in Betracht kommenden Flächen in der AWZ die Aufgaben der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle im Sinne des WindSeeG wahr.

Das BSH ist somit für die Voruntersuchung einschließlich der **Prüfung der Eignung** einer Fläche zuständig.

2.2 Verfahren

Die Flächen N-13.1 und N-13.2 sind im Flächenentwicklungsplan 2023 vom 20. Januar 2023 festgelegt worden. Der Flächenzuschnitt von N-13.1 wurde mit dem FEP 2025 auf 49 km² marginal verkleinert gegenüber der Festlegung im FEP 2023 von 50 km². Mit der Änderung des FEP 2025 wurden die Kalenderjahre der Ausschreibung, für die Inbetriebnahme für WEA so-

⁶ Die Koordinaten des Bereichs „GB3“ sind informatorisch dem Anhang zum Flächenentwicklungsplan vom 20. Januar 2023 zu entnehmen.

wie für den Einzug der parkinternen Verkabelung für die Flächen N-13.1 und N-13.2 angepasst.

Die Einleitung des Verfahrens zur Voruntersuchung der Flächen N-13.1 und N-13.2 erfolgte auf Grundlage des Flächenentwicklungsplans 2023 am 16. November 2023 und wurde auf der Internetseite des BSH und in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung bekannt gemacht. Am selben Tag wurde der Entwurf des Untersuchungsrahmens veröffentlicht und Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 05. Januar 2024 gegeben. Mit der Änderung des WindSeeG durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 351) erfolgt die zentrale Voruntersuchung nunmehr außerhalb von Beschleunigungsflächen. Für die Flächen N-13.1 und N-13.2, die durch § 8a WindSeeG zu Beschleunigungsflächen erklärt worden sind, können die am 16. November 2023 eingeleitete Verfahren der zentralen Voruntersuchung beider Flächen jedoch nach § 102 Abs. 6 S. 1 WindSeeG fortgesetzt werden.

Gemäß § 105 Absatz 1 Satz 1 WindSeeG wurde das Beteiligungsverfahren, insbesondere der in § 12 Absatz 2 Satz 1 WindSeeG vorgeschriebene Anhörungstermin ersatzweise als Online-Konsultation durchgeführt. Im Rahmen dieses Beteiligungsverfahrens wurden der Gegenstand und Umfang der Maßnahmen zur Voruntersuchung nach § 10 Absatz 1 WindSeeG sowie der Umfang und Detaillierungsgrad der im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung nach § 39 Absatz 4 Satz 1 und Satz 2 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in den Umweltbericht aufzunehmenden Angaben erörtert.

Gemäß § 12 Abs. 3 WindSeeG hat das BSH als für die zentrale Voruntersuchung zuständige Stelle auf Grundlage der im Beteiligungsverfahren eingegangenen Stellungnahmen den Untersuchungsrahmen für die Voruntersuchung und Strategische Umweltprüfung der Flächen N-13.1 und N-13.2 am 31. Mai 2024 festgelegt und auf der Internetseite des BSH veröffentlicht.

Im Rahmen der Eignungsprüfung hat das BSH als für die Eignungsprüfung zuständige Stelle eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen.

Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 1 UVPG ist eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen bei Plänen und Programmen, die in der Anlage 5 Nr. 1 zum UVPG aufgeführt sind. In Anlage 5 zum UVPG Nr. 1.18 sind als SUP-pflichtige Pläne Feststellungen der Eignung einer Fläche und der installierbaren Leistung auf der Fläche nach § 12 Abs. 5 WindSeeG genannt.

Gemäß § 33 UVPG ist die Strategische Umweltprüfung unselbständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen.

Gemäß § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG werden das Ergebnis der Eignungsprüfung und die zu installierende Leistung durch Rechtsverordnung festgestellt, wenn die Eignungsprüfung ergibt, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG geeignet ist.

Die Rechtsverordnung ist damit der formelle Akt zur Feststellung des Plans. Das eigentliche Verfahren zur Aufstellung ist die Eignungsprüfung, in deren Rahmen u.a. geprüft werden muss, ob eine Gefährdung der Meeresumwelt vorliegt. Für diese Prüfung bildet die Strategische Umweltprüfung die Grundlage.

Ab dem 16.06.2025 wurde die frühe Ressortbeteiligung eingeleitet. Am 19.08.2026 wurde das Einvernehmen der beteiligten Bundesministerien zur Einleitung der Beteiligungsverfahren hergestellt.

Der Entwurf des Umweltberichts für die Flächen N-13.1 und N-13.2, der Entwurf der Eignungsfeststellung und der Entwurf der Eignungsprüfung wurden mit E-Mail vom 24.08.2026 den Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan oder das Programm berührt wird sowie weiteren Behörden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 24.09.2026 übersandt.

Zudem werden die Unterlagen sowie entscheidungserhebliche Berichte vom 24.08.2026 bis zum 24.09.2026 für die Dauer eines Monats auf dem Antrags- und Beteiligungsportal für Verkehr und Offshorevorhaben öffentlich ausgelegt. Die Auslegung des Planentwurfs inklusive Eignungsprüfung und des Umweltberichts wurde am 21.08.2026 gemäß den Vorgaben des § 98 Nr. 1 WindSeeG auf dem Antrags- und Beteiligungsportal für Verkehr und Offshorevorhaben sowie der Internetseite des BSH öffentlich bekannt gemacht. In der Bekanntmachung wurde auf die Möglichkeit zur Stellungnahme binnen eines Monats nach Ende der Auslegungsfrist, hier bis zum 26.10.2026 sowie auf den Äußerungsausschluss nach Ablauf der Frist hingewiesen, § 42 Abs. 3 S. 3 und 4 UVPg.

Vom 24.08.2026 bis zum 24.09.2026 wurde die Länder- und Verbändebeteiligung durchgeführt.

Am [Datum] fand der Erörterungstermin statt.

Auf den Inhalt der und den Umgang mit den einzelnen Stellungnahmen wird unter Kapitel 3 eingegangen.

Vom [Datum] bis zum [Datum] wurde die abschließende Ressortbeteiligung durchgeführt.

Das Ergebnis der Beteiligungsverfahren ist in die Eignungsprüfung einschließlich der Strategischen Umweltprüfung sowie in die Rechtsverordnung zur Eignungsfeststellung (6. WindSeeV) eingeflossen. Die Eignungsprüfung ist am [Datum] abgeschlossen.

2.3 Grundlagen der Prüfung

Gemäß § 12 Abs. 4 S. 1 WindSeeG prüft die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Eignung nach § 10 Abs. 2 WindSeeG.

Um festzustellen, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG geeignet ist, wird gemäß § 10 Abs. 2 WindSeeG geprüft, ob der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche

die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Abs. 3 WindSeeG und bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone die nach § 69 Abs. 3 S. 1 WindSeeG für die Plangenehmigung maßgeblichen Belange nicht entgegenstehen, soweit diese unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können.

Die Festlegung einer Fläche ist gemäß § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Gemäß Satz 2 sind Festlegungen insbesondere unzulässig, wenn

- sie mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 1 des Raumordnungsgesetzes nicht übereinstimmen,
- sie die Meeresumwelt gefährden,
- sie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen,
- sie die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung beeinträchtigen oder
- das Gebiet, die Fläche oder der sonstige Energiegewinnungsbereich nicht mit dem Schutzzweck einer nach § 57 des Bundesnaturschutzgesetzes erlassenen Schutzgebietsverordnung vereinbar sind; dabei sind Festlegungen zulässig, wenn sie nach § 34 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen der für den Schutzzweck der jeweiligen Schutzgebietsverordnung maßgeblichen Bestandteile des Gebietes führen können oder wenn sie die Anforderungen nach § 34 Abs. 3 bis 5 des Bundesnaturschutzgesetzes erfüllen.

Nach § 69 Abs. 3 S. 1 WindSeeG darf ein Plan für die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks nur festgestellt werden und die Plangenehmigung dafür nur erteilt werden, wenn

- die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, insbesondere

- o eine Verschmutzung der Meeresumwelt im Sinn des Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 des See-rechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl. 1994 II S. 1799) nicht zu besorgen ist und
- o kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Wind-energieanlagen besteht, das nicht durch Schutzmaßnahmen gemindert werden kann, und
- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird,
- die Sicherheit der Landes- und Bündnisver-teidigung nicht beeinträchtigt wird,
- der Plan oder die Plangenehmigung mit vor-rangigen bergrechtlichen Aktivitäten verein-bar ist,
- der Plan oder die Plangenehmigung mit be-stehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitun-gen vereinbar ist,
- der Plan oder die Plangenehmigung mit be-stehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanla-gen vereinbar ist,
- die Verpflichtung nach § 90 Abs. 2 Wind-SeeG wirksam erklärt wurde, wenn sich der Plan oder die Plangenehmigung auf Wind-energieanlagen auf See oder auf sonstige Energiegewinnungsanlagen bezieht, und
- andere Anforderungen nach dem Wind-SeeG und sonstige zwingende öffentlich-rechtliche Bestimmungen eingehalten wer-den.

Ob die Erklärung nach § 90 Abs. 2 WindSeeG wirksam ist, kann erst bei Kenntnis des späteren Trägers des Vorhabens geprüft werden und bleibt daher dem Zulassungsverfahren vorbehalten.

Entsprechend der Intention der Regelung, Teil-aspekte der Zulassung vorzuziehen, bezieht sich die Eignungsprüfung prognostisch auf den **Zeitraum**, der auch von der Entscheidung der Zulassungsbehörde abgedeckt würde.

Das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen ist zu wahren, vgl. § 1 Abs. 3 WindSeeG.

Gleichzeitig stellt ein positiver Abschluss der Eignungsprüfung keine Garantie für die spätere Zulässigkeit der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche dar, sondern die Zulassungsbehörde hat gemäß § 69 Abs. 3 S. 4 WindSeeG immer zu prüfen, ob Aktualisierungs-, Änderungs- oder Konkretisie-rungsbedarf besteht.

Die Prüfung bezieht sich **inhaltlich** auf die Er-richtung und den Betrieb von Windenergieanla-gen auf See und die zur Errichtung und zum Be-trieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen.

Die Regelung des § 10 Abs. 2 WindSeeG greift hierbei die Unterscheidung im Rahmen der §§ 65 ff. WindSeeG auf, in denen für die Zulas-sung von Windenergieanlagen auf See und de-ren Nebeneinrichtungen zusätzliche Bestim-mungen gelten, die für die Anlagen zur Übertra-gung von Strom aus Windenergieanlagen auf See nicht gelten. Da zudem gemäß § 13 Wind-SeeG diese Anlagen nicht Gegenstand der Vor-untersuchung sind, ist die Eignungsprüfung auf die Windenergieanlagen auf See inklusive der erforderlichen Nebeneinrichtungen, damit auf die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks beschränkt.

Soweit nach der Prüfung Beeinträchtigungen der im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwick-lungsplans und im Rahmen des Zulassungsver-fahrens zu berücksichtigenden Kriterien und Be-lange zu besorgen wären, ist weiter zu prüfen, ob die danach mögliche Beeinträchtigung durch

Vorgaben gemäß § 12 Abs. 5 S. 3 und 4 WindSeeG verhindert werden könnte. Nach § 12 Abs. 5 S. 3 und 4 WindSeeG kann die Eignungsfeststellung Vorgaben für das spätere Vorhaben beinhalten, wenn andernfalls durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche Beeinträchtigungen der Kriterien und Belange nach § 10 Abs. 2 WindSeeG zu besorgen sind. Die Vorgaben für das spätere Vorhaben nach § 12 Abs. 5 S. 3 WindSeeG können insbesondere die Bauausführung, die Art und den Umfang der Bebauung der Fläche, die Lage der Bebauung auf der Fläche sowie den Betrieb der Windenergieanlagen auf See betreffen, vgl. § 12 Abs. 5 S.4 WindSeeG.

Gleichzeitig enthält bereits der Flächenentwicklungsplan Festlegungen und Planungsgrundsätze konkretisiert durch ihre Begründungen, die die Zulassungsentscheidung der Genehmigungsbehörde hinreichend nach § 6 Abs. 9 WindSeeG binden. Aufgrund der zu erwartenden Umsetzung des Flächenentwicklungsplans durch die Zulassungsbehörde ist keine gesonderte Regelung in der 6. WindSeeV erforderlich, wenn die entsprechenden Sachverhalte bereits im Flächenentwicklungsplan geregelt worden sind. Maßgeblich für die vorliegende Prüfung sind die Festlegungen und Planungsgrundsätze in dem aktuellen Flächenentwicklungsplan FEP 2025.

3 Eignungsprüfung

Gemäß § 10 Abs. 2 WindSeeG dürfen der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Abs. 3 WindSeeG und, soweit sie unabhängig von der späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können, die nach § 69 Abs. 3 S. 1 WindSeeG für die Zulassung maßgeblichen Belange nicht entgegenstehen.

3.1 Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 1 des Raumordnungsgesetzes (ROG) übereinstimmen.

Die Erfordernisse der Raumordnung stellen gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG den Oberbegriff für die Ziele, Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung dar. Nach § 4 Abs. 1 Nr. 1 ROG sind bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen.

Der fortgeschriebene Raumordnungsplan, die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee (AWZROV) vom 19. August 2021 (BGBl. I S. 3886), ist am

1. September 2021 in Kraft getreten (Raumordnungsplan 2021).⁷ Der Raumordnungsplan 2021 ist auf der Internetseite des BSH abrufbar.⁸

Die maritime Raumordnung koordiniert unterschiedliche Nutzungs- und Schutzkomponenten. Sie unterstützt im Sinne des § 17 Abs. 1 S. 2 ROG die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs, die weiteren wirtschaftlichen Nutzungen, insbesondere die erneuerbaren Energien, die wissenschaftlichen Nutzungen, insbesondere die Meeresforschung, sowie Sicherheitsaspekte, insbesondere die Landes- und Bündnisverteidigung. Gleichzeitig leistet sie im Sinne des § 17 Abs. 1 S. 2 ROG einen Beitrag zum Schutz und zur Verbesserung der Meeresumwelt einschließlich der Erreichung eines guten Zustands der Meeresgewässer unter Berücksichtigung des Klimaschutzes durch entsprechende räumliche Festlegungen für die Meeresumwelt und Festlegungen zur Vermeidung oder Verminderung von Störungen und Verschmutzungen bei den vorgenannten Nutzungen.

Der Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee und Ostsee legt Ziele und Grundsätze der Raumordnung fest. Vorranggebiete haben den Rechtscharakter von Zielen der Raumordnung, Vorbehaltsgebiete den von Grundsätzen der Raumordnung.

Bei Festlegung der Flächen N-13.1 und N-13.2 durch den Flächenentwicklungsplan 2023 wurde bereits geprüft, ob sie nach Maßgabe des Raumordnungsplan 2021 die Ziele der Raumordnung beachtet und die Grundsätze berücksichtigt.

⁷ Siehe auch Anlageband zum Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 58 vom 26. August 2021, Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee vom 19. August 2021, S. 3886.

⁸ https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/raumordnungsplan-2021_node.html (Abruf am 22.01.2025).

3.2 Strategische Umweltprüfung

Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Anlage 5 Nr. 1.18 UVPG ist im Rahmen des Verfahrens zur Feststellung der Eignung einer Fläche eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen.

Im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bei Durchführung des Plans für diese Fläche ermittelt, beschrieben und bewertet. Die Frage der Erheblichkeit ist dabei eng mit der Frage nach der späteren Einflussnahme auf die Entscheidung über die Annahme des Plans oder Programms nach § 44 UVPG verknüpft.⁹

In der Strategischen Umweltprüfung werden alle Schutzgüter gemäß § 2 Abs. 1 UVPG betrachtet:

- Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit,
- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter sowie
- die Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

Zusätzlich wird die Einhaltung der Regelungen des besonderen Artenschutzes (§ 44 Bundesnaturschutzgesetz, BNatSchG), des europäischen Gebietsschutzes (§ 34 BNatSchG) und des gesetzlichen Biotopschutzes (§ 30 BNatSchG) unter Berücksichtigung der Maßgabe des § 72 Abs. 2 WindSeeG geprüft. Zudem wird geprüft, ob gemäß § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 WindSeeG die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See – soweit sich dies ohne Kenntnisse der konkreten Projektparameter beurteilen lässt – die Meeresumwelt nicht gefährden.

Die Strategische Umweltprüfung hat für die Flächen N-13.1 und N-13.2 ergeben, dass bei Einhaltung der Planungsgrundsätze des Flächenentwicklungsplans und der Festlegung der Eignungsfeststellung (§ 5) keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Des Weiteren bleibt es unbenommen, soweit Umweltauswirkungen vorliegen, diese durch Anordnung geeigneter Kompensationsmaßnahmen auf Zulassungsebene auszugleichen (vgl. unten Kapitel 3.2.4.2).

Dies ergibt sich aus dem Umweltbericht für die Flächen N-13.1 und N-13.2. Auf diese Dokumente wird ergänzend zu den folgenden Ausführungen verwiesen.

3.2.1 Arten-, Gebiets- und Biotopschutz

Eine Gefährdung der Meeresumwelt ist hinsichtlich des Artenschutzes nicht gegeben. Sollte sich eine erhebliche Störung der Trottellumme durch den Bau und Betrieb von Windparks auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 realisieren, wird eine Ausnahme vorsorglich mit der 6. WindSeeV erteilt (s. dort § 5). Zur Konkretisierung des Planungsgrundsatzes 7.1.3 des Flächenentwicklungsplans 2025 und seiner Begründung wird eine Vorgabe zum Schallschutz bei der Gründung und dem Betrieb von Anlagen in die 6. WindSeeV aufgenommen (s. dort § 6). Des Weiteren machen die im Flächenentwicklungsplan 2025 enthaltenen Planungsgrundsätze 7.1 (dort insbesondere 7.1.3 und 7.1.8) und 7.8, konkretisiert durch ihre Begründungen, umfangreiche Vorgaben (siehe im Einzelnen die Strategische Umweltprüfung, abgebildet in dem Umweltbericht zu den Flächen N-13.1 und N-13.2, dort Kapitel 5.2).

Hinsichtlich des Biotopschutzes konnte im Rahmen der Flächenvoruntersuchung ein mariner Findling im Sinne des § 30 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 BNatSchG auf der N-13.2 (Position 55° 7,0834'N 6° 18,2658'E) ermittelt werden. Die Auswirkung

⁹ Kment in: Hoppe/Beckmann/Kment, UVPG, § 40, Rn. 54.

gen der Errichtung eines Windparks auf den marinen Findling können jedoch aufgrund der noch nicht bekannten Parameter des konkreten Vorhabens auf Ebene der Eignungsprüfung nicht bewertet werden. Insofern wird auf der nachgelagerten Zulassungsebene die Einhaltung des gesetzlichen Schutzes für den marinen Findling nach Maßgabe des § 72 Abs. 2 WindSeeG zu prüfen sein.

Zum Gebietsschutz kommt die strategische Umweltprüfung für die Flächen N-13.1 und N-13.2 zu dem Ergebnis, dass eine erhebliche Beeinträchtigung des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff-Östliche Deutsche Bucht“ durch die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen nebst parkinterner Verkabelung vor dem Hintergrund des aktuellen Kenntnisstands und unter Einhaltung der Vorgabe in der 6. WindSeeV (dort § 6) sowie der im Flächenentwicklungsplan 2025 enthaltenen Planungsgrundsätze mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden kann (siehe im Einzelnen die Strategische Umweltprüfung, im Umweltbericht Kapitel 5.3.). In Bezug auf die Planungsgrundsätze wird insbesondere auf die Beachtung des BMU-Schallschutzkonzeptes (vgl. Planungsgrundsatz 7.8 des Flächenentwicklungsplans 2025) sowie auf das mögliche Erfordernis einer zeitlichen und räumlichen Koordinierung von Installationsarbeiten (vgl. Planungsgrundsatz 7.1.3. lit g. des Flächenentwicklungsplans 2025), hingewiesen.

Für die Prüfung im Einzelnen wird auf den Umweltbericht verwiesen.

3.2.2 Keine Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt

Eine Gefährdung der Meeresumwelt wäre gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a, § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG insbesondere gegeben, wenn eine „Verschmutzung der Meeresumwelt“ i.S.d. Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ (BGBl. 1994 II S. 1799) zu besorgen wäre. Gemäß Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ bedeutet Verschmutzung der Mee-

resumwelt die „unmittelbare oder mittelbare Zuführung von Stoffen oder Energie durch den Menschen in die Meeresumwelt [...], aus der sich abträgliche Wirkungen wie eine Schädigung der lebenden Ressourcen sowie der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres, eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit, eine Behinderung der maritimen Tätigkeiten einschließlich der Fischerei und der sonstigen rechtmäßigen Nutzung des Meeres, eine Beeinträchtigung des Gebrauchswerts des Meerwassers und eine Verringerung der Annehmlichkeiten der Umwelt ergeben oder ergeben können.“

Die Bewertung der zu erwartenden Emissionen im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung auf Ebene der Eignungsprüfung erfolgt auf Basis der Datenlage des Umweltberichts zum Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee. Es liegen keine neuen, flächenspezifischen Informationen vor, die eine Aktualisierung oder Vertiefung der Bewertung im Umweltbericht der Eignungsprüfung bedürfen, vergleiche dort Kapitel 5.4. Im Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee werden die Auswirkungen der stofflichen Emissionen in die Meeresumwelt unter Voraussetzung des Stands der Technik und Einhaltung des Minimierungsgebots des Flächenentwicklungsplans 2025 (vgl. Planungsgrundsatz 7.1.5) als langfristig, kleinräumig und von geringer Intensität bewertet. Im Rahmen dieser Strategischen Umweltprüfung haben sich keine Anhaltspunkte für zusätzliche oder andere Umweltauswirkungen und eine Aktualisierung oder Vertiefung der bereits durchgeführten Strategischen Umweltprüfung für dieses Schutzgut ergeben. Es ist mithin davon auszugehen, dass durch den Bau und Betrieb eines Offshore-Windparks auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 eine Gefährdung der Meeresumwelt gemäß § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG im Sinne einer Verschmutzung der Meeresumwelt nach Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) nicht zu besorgen ist.

3.2.3 Kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Windenergieanlagen

Damit Bau und Betrieb des Offshore-Windparks nicht zu einer Gefährdung der Meeresumwelt führen, darf gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a, § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 lit. b WindSeeG insbesondere kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Windenergieanlagen bestehen, das nicht durch Schutzmaßnahmen gemindert werden kann.

Die Strategische Umweltprüfung für die Flächen N-13.1 und N-13.2 kommt zu dem Schluss, dass nach derzeitigem Kenntnisstand kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Windenergieanlagen besteht.

Den hinsichtlich der Gruppe der Singvögel verbleibenden Unsicherheiten (vgl. insbesondere Kapitel 4.8, 4.15 und zur artenschutzrechtlichen Prüfung Kapitel 5.2 des Umweltberichts zu den Flächen N-13.1 und N-13.2) begegnet der Flächenentwicklungsplan, der die in § 77 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG enthaltene Pflicht zur Durchführung eines Monitorings konkretisiert. Der Flächenentwicklungsplan 2025 gibt in Planungsgrundsatz 7.1.8 vor, zum Monitoring von Vogelkollisionen mit Windenergieanlagen eine Kollisionserfassung durchzuführen (vgl. Kapitel 4.8.1.2 des Umweltberichts zu den Flächen N-13.1 und N-13.2). Dies wird im Rahmen des Zulassungs- und Vollzugsverfahrens weiter konkretisiert.

Zur Prüfung im Einzelnen wird auf den Umweltbericht zu den Flächen N-13.1 und N-13.2 verwiesen (siehe dort insbesondere Kapitel 4.8, 4.15 und zur artenschutzrechtlichen Prüfung Kapitel 5.2).

3.2.4 Keine sonstigen erheblichen Umweltauswirkungen

Es sind auch keine sonstigen erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten, die nicht kompensierbar sind. Maßgeblich für die folgenden Prüfungen sind, wie einleitend in Kapitel 3.2 dargestellt, weitergehende Regelungen des nationalen und internationalen Umweltrechts. Davon

erfasst sind insbesondere die Regelungen des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG).

3.2.4.1 Munition

Im Jahr 2011 wurde von einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe ein Grundlagenbericht zur Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer veröffentlicht, der regelmäßig fortgeschrieben wird. Am Meeresboden von Nordsee und Ostsee lagern nach offiziellen Schätzungen 1,6 Millionen Tonnen Altmunition und Kampfmittel unterschiedlichster Art. Diese Munitionsaltlasten stammen zu einem bedeutenden Teil aus dem Zweiten Weltkrieg. Auch nach Kriegsende wurden zur Entwaffnung Deutschlands große Mengen Munition in der Nordsee und Ostsee versenkt. Nach derzeitigem Kenntnisstand wird die Kampfmittelbelastung der deutschen Nordsee auf bis zu 1,3 Mio. Tonnen geschätzt. Es wird insgesamt auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen, so dass davon auszugehen ist, dass auch im Bereich der deutschen AWZ Kampfmittelvorkommen zu erwarten sind (z.B. Überbleibsel von Minensperren und Kampfhandlungen). Die Lage der bekannten Munitionsversenkungsgebiete sind den offiziellen Seekarten sowie dem Bericht aus 2011 (dort ergänzend auch Verdachtsflächen für munitionsbelastete Gebiete) zu entnehmen.

Die Berichte der Bund-Länder-Arbeitsgruppe, mittlerweile bekannt als Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Nord- und Ostsee – Expertenkreis Munition im Meer, sind auf der Internetseite www.schleswig-holstein.de/uxo/DE/uxo_node (Stand 2026) abrufbar.

Weiterführende Informationen können beim Marinekommando angefragt werden, sofern ein berechtigtes Interesse besteht.

Im Rahmen der Voruntersuchung der Fläche erfolgte keine Erkundung von Fundmunition. Auch die Ergebnisse der Baugrunduntersuchungen wurden nicht diesbezüglich ausgewertet. Die Feststellung der Eignung umfasst dementspre-

chend keine Bewertung hinsichtlich eines etwaigen Vorhandenseins von Fundmunition in der Fläche.

Nach dem Planungsgrundsatz 7.1.3 lit. h des Flächenentwicklungsplans 2025 sind Sprengungen grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung von nicht transportfähiger Munition unvermeidbar sein, ist dies dem BSH rechtzeitig vorab mitzuteilen. Zudem ist rechtzeitig vorher ein Schallschutz- und Vergrämungskonzept vorzulegen. Die Begründung des Planungsgrundsatz enthält weitere Konkretisierungen.

Nach dem Planungsgrundsatz 7.6 des Flächenentwicklungsplans 2025 wird u.a. aufgezeigt, wie gefundene Objekte berücksichtigt werden müssen. Nach Planungsgrundsatz 7.6 lit. a des Flächenentwicklungsplans 2025 sollen „bei der Standort- bzw. Trassenwahl [...] etwaige Fundstellen von Objekten berücksichtigt werden. Der Träger des Vorhabens ist für die resultierenden erforderlichen Maßnahmen (z.B. Anpassung von Parklayout, Schutzmaßnahmen oder Bergung und Beseitigung) verantwortlich.“ Auf zu ergreifende Schutzmaßnahmen wird in Planungsgrundsatz 7.6 lit. b hingewiesen, wenn sich Fundmunition auf der Fläche, der Trasse dem Plattformstandort oder dem sonstigen Energiegewinnungsbereich befindet. Die Begründung zum Planungsgrundsatz 7.6 des Flächenentwicklungsplans 2025 enthält weitere Hinweise auf Verantwortlichkeiten und Handlungsbedarfe. Insbesondere wird Trägern von Vorhaben empfohlen, im Rahmen der konkreten Planung eines Vorhabens eine eingehende historische Recherche zum etwaigen Vorhandensein von Kampfmitteln durchzuführen. Des Weiteren ist bei dem Fund von Munition nach den Hinweisen des BSH „UXO-Survey und Vorgehen bei Auffinden von Fundmunition im Bereich der deutschen AWZ

der Nord- und Ostsee“¹⁰ zu verfahren. Insbesondere sind die darin genannten Meldepflichten einzuhalten und Maßnahmen durchzuführen.

3.2.4.2 Landschaft

Eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes liegt vor, steht aber der Eignung der Fläche für den nach § 1 Abs. 3 WindSeeG im überragend öffentlichen Interesse stehenden Ausbau von Windenergie auf See nicht entgegen. Im Rahmen der strategischen Umweltprüfung wurde geprüft, ob erhebliche Umweltauswirkungen in Bezug auf das Schutzgut Landschaft (§ 2 Abs. 1 Nr. 3 UVPG) bei Durchführung des Plans (hier bei Feststellung der Eignung der Fläche für die Errichtung von Windenergieanlagen) voraussichtlich zu erwarten sind (siehe im Einzelnen die Strategische Umweltprüfung, abgebildet in dem Umweltbericht zu den Flächen N-13.1 und N-13.2, Kapitel 5.6.7). Die Prüfung kommt zu dem Ergebnis, dass das marine Landschaftsbild bei der Realisierung von Offshore-Windparks durch die Errichtung vertikaler Strukturen und die Sicherheitsbefeuerung verändert wird und unter Berücksichtigung des Bewertungssystems der Bundeskompensationsverordnung (BKompV) eine erhebliche Umweltauswirkung zu erwarten ist. Eine solche Beeinträchtigung wird entsprechend zu kompensieren sein.

Wie eine konkrete Kompensation nach der BKompV auszugestalten ist, hängt von der Bewertung der Eingriffsintensität sowie der tatsächlich möglichen Kompensationsmaßnahmen (Realkompensation, Kompensation durch Ersatzzahlung) ab. Diese Prüfung ist auf Ebene der Eignungsprüfung ohne Kenntnis der konkreten Anlagenparameter nicht abschließend möglich, vgl. § 10 Abs. 2 Nr. 2 lit. a WindSeeG. Die Prüfung wird daher auf Grundlage der konkreten Projektparameter, d.h. insbesondere der Anzahl und

¹⁰ Abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/_Anlagen/Downloads/Hinweise_Munition.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Höhe der Anlagen, auf Ebene der Zulassung erfolgen. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird die Art und der Umfang der Kompensationsleistung angeordnet. Es kann aber bereits jetzt darauf hingewiesen werden, dass bei Mast-, Turm- oder sonstigen Hochbauten, die höher als 20 Meter sind, eine Realkompensation in der Regel nicht möglich ist, sodass dann eine Ersatzleistung in Geld angeordnet werden wird (vgl. § 13 Abs. 2 BKompV). Ein solches Ersatzgeld wird nach § 14 Abs. 2 Nr. 2 BKompV unter Berücksichtigung eines Abzugs von 35 % nach § 15 Abs. 1 Nr. 2 BKompV berechnet. Zudem wird die Tatsache, dass diese Bauwerke aufgrund der großen Entfernung zur Küste und zu Inseln weitgehend dem Auge eines „durchschnittlichen“ Betrachters entzogen sind dabei durch die Einstufung des Landschaftsbilds in die Beeinträchtigungsstufe 2 (gering) in § 15 Abs. 1 Nr. 3 BKompV Rechnung getragen werden (siehe Begründung zur BKompV § 15, BT-Drucksache 19/17344, S. 172).

3.2.4.3 Schutzgut des kulturellen Erbes

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z.B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Diese sind gemäß § 1 Abs. 4 Nr. 1 BNatschG zur dauerhaften Sicherung der Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft zu bewahren.

Spezifisch zu Kulturgütern gibt der Planungsgrundsatz 7.7 des Flächenentwicklungsplans 2025 u.a. vor, dass bei der Standort- bzw. Trassenwahl bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden sollen. Darüber hinaus sieht Planungsgrundsatz 7.7 Ausschlusszonen mit einem Radius von grundsätzlich 50 m vor, wenn bei der Errichtung der WEA, Plattformen bzw. Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Schiffswracks von kulturhistorischem Wert aufgefunden werden. In dieser Ausschlusszone dürfen keinerlei Einwir-

kungen auf den Meeresboden oder das vorgefundene Schiffswrack vorgenommen werden. Unter Wahrung des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Windenergie auf See sollen Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig beim Vorkommen von Fundstellen einbezogen werden. Bei der Datenbank des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie für Unterwasserhindernisse und der Datenbank des Deutschen Schifffahrtsmuseums zu Kulturgütern in der AWZ können bei diesen Stellen bekannte Informationen abgefragt werden.

Im Falle des Auffindens etwaiger Kultur- und Sachgüter ordnet die Zulassungsbehörde regelmäßig an, dass seitens des Trägers des Vorhabens durch geeignete und erforderliche Maßnahmen und unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden sicherzustellen ist, dass wissenschaftliche Untersuchungen und Dokumentationen der Güter vor dem Beginn von Baumaßnahmen durchgeführt und Gegenstände archäologischer oder historischer Art entweder an Ort und Stelle oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können. Das Vorgehen ist im Einzelnen mit der Zulassungsbehörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden) abzustimmen. Das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen ist zu wahren, vgl. § 1 Abs. 3 WindSeeG.

Die Zulassungsbehörde kann als Grundlage für die Zulassungsentscheidung mit den Planunterlagen eine Auswertung der in der Voruntersuchung gewonnenen Daten über Verdachtsfälle von Kulturgütern in der jeweiligen Fläche anfordern.

Im Rahmen der Eignungsprüfung werden insbesondere die zugrundeliegenden Flächenvoruntersuchungen der Bathymetrie sowie des Seitensichtsonars und des Magnetometers abgeglichen und gegebenenfalls mittels ROV verifiziert. Diese Ergebnisse werden im Rahmen der Vor-

untersuchung hinsichtlich des Schutzgutes Boden ausgewertet. In diesem Auswertungsprozess identifizierte Kulturgüter, wie z.B. Schiffswracks, fließen in die Eignungsprüfung ein. Im Rahmen der Voruntersuchung erfolgt keine gesonderte Untersuchung der Fläche auf Kulturgüter.

Im Rahmen der Voruntersuchungen der Flächen N-13.1 und N-13.2 wurden 14 versandete Objekte sowohl in als auch in der Nähe der Flächen N-13.1 und N-13.2 erfasst. Ferner wurde auf der Fläche N-13.2 bei der Position 55°09,1138'N, 006°18,2425'E WGS84 ein bislang nicht bekanntes Objekt, möglicherweise Wrackteile, ermittelt. Ferner befinden sich auf der Fläche N-13.2 zwei bereits bekannte Objekte. Es handelt sich hierbei um ein (versandetes) Wrack (Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E WGS84) und Wracktrümmer (Position 55°08,0641'N, 006°17,7472'E WGS84). Die Lage der oben genannten Objekte ist der Abbildung 2 zu entnehmen. Die Koordinaten zu den jeweiligen Objekten sind in der Tabelle 1 und Tabelle 2 ausgewiesen. Im Nachfolgenden werden die Spezifika hinsichtlich der erfassten Objekte dargestellt und die in der Eignungsfeststellung bzw. 6. Wind-SeeV vorgesehenen Ausschlusszonen zu drei Objekten erläutert.

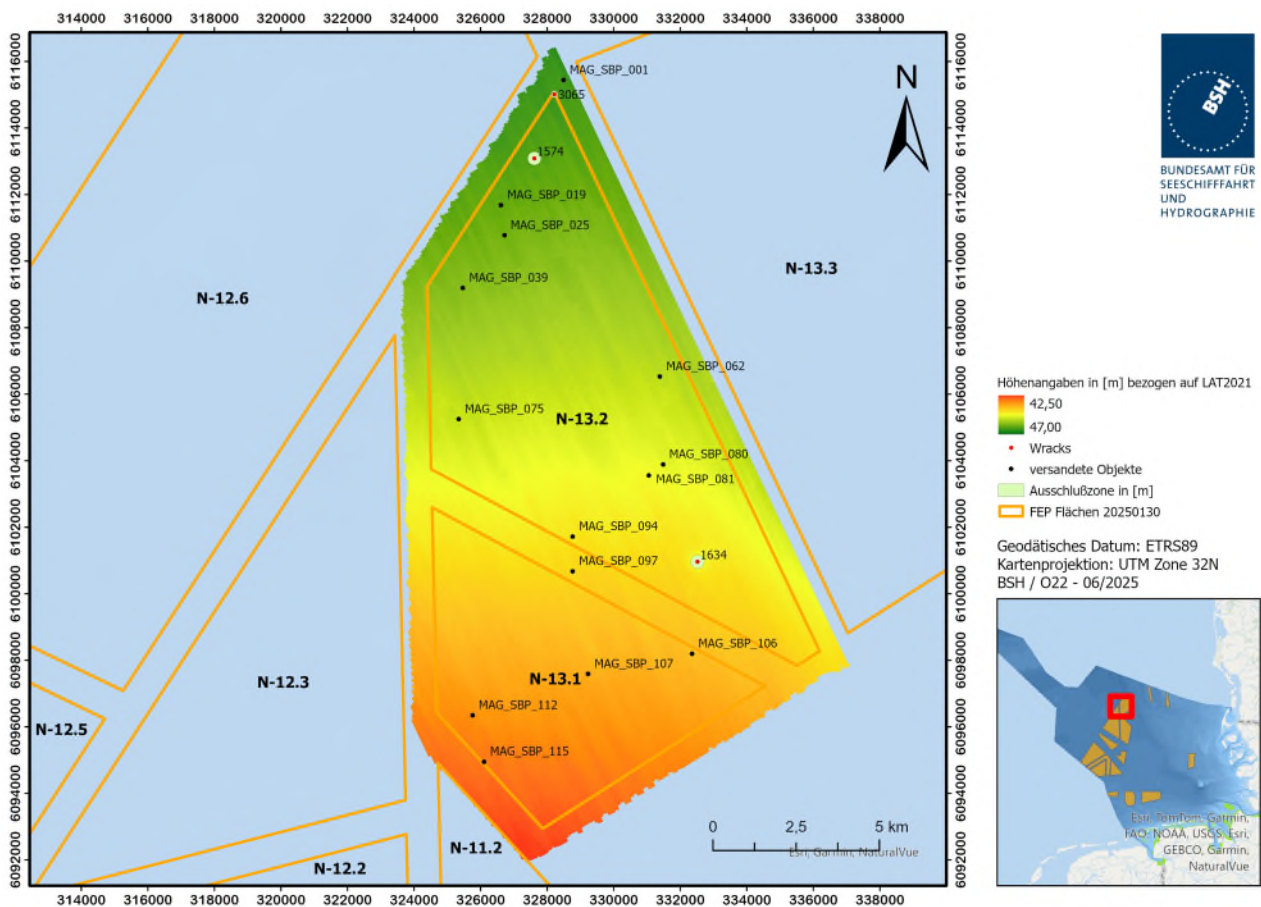


Abbildung 2: Übersicht der Objekte auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 und deren Umgebung

3.2.4.3.1 14 versandete Objekte

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen 14 versandete Objekte, davon befinden sich vier Objekte in der Fläche N-13.1 und acht Objekte in der Fläche N-13.2. Zwei weitere Objekte liegen außerhalb der vom Flächenentwicklungsplan festgelegte Flächen N-13.1 und N-13.2 aber in räumlicher Nähe zu diesen.

Nach der denkmalfachlichen Bewertung des Landesamtes für Kultur und Denkmalpflege Mecklenburg-Vorpommern, des Niedersächsischen Landesamtes für Denkmalpflege und des Archäologischen Landesamtes Schleswig-Holstein vom 21. Januar 2025 ist eine archäologische Bewertung der versandeten Objekte auf Basis der vorhandenen Datenlage nicht möglich. Gleichwohl besteht laut der denkmalfachlichen Bewertung aufgrund der zentralen Lage der zu prüfenden Flächen im ehemaligen Elbe-Urstromtal die Möglichkeit des Auffindens von Fundmaterial. Zur Begründung führt die denkmalfachliche Bewertung an, dass große Teile der Nordsee bis vor etwa 10.000 Jahren begehbares Land waren und daher auch im Bereich der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone Spuren steinzeitlicher Besiedlung am Meeresgrund zu erwarten sind. Eine höhere Wahrscheinlichkeit für das Auffinden von archäologischen Fundplätzen bestehe in den Randbereichen des Tals, während im zentralen Teil des Urstromtals in den durch Bauvorhaben berührenden Sedimenttiefen eher nicht mit erhaltenen Fundplätzen zu rechnen sei. Trotzdem sei das Auffinden von verlagertem Fundmaterial im Zentrum des ehemaligen Elbe-Urstromtals nicht ausgeschlossen. Die denkmalfachliche Bewertung vom 21. Januar 2025 empfiehlt, die Objekte jeweils bis zur Durchführung einer archäologischen Untersuchung und Bewertung mittels einer Ausschlusszone von 100 m zu schützen. Nach nochmaliger Abstimmung mit dem Verfasser der denkmalfachlichen Bewertung wurde am 28. Mai 2025 gemeinsam festgestellt, dass der Hinweis auf die versandeten Objekte ausreichend ist, da aktuell keine hinreichenden Hin-

weise bestehen, dass es sich tatsächlich um Kulturgüter handelt. Daher werden keine Ausschlusszonen für die versandeten Objekte in der 6. WindSeeV festgelegt.

Im Einzelnen: Im Rahmen der Untersuchungsergebnisse der Flächenvoruntersuchung zeichneten sich zwar die versandeten Objekte in den Magnetometerdaten und in den Sedimentecholotdaten ab. Allerdings ist eine archäologische Bewertung dieser Objekte, so die denkmalfachliche Bewertung, auf Grundlage der vorhandenen Datenlage nicht möglich. Vor diesem Hintergrund bestehen nach dem derzeitigen Kenntnisstand keine Anhaltspunkte für das Vorkommen von Kulturgütern. Insofern kommt das Festlegen von Ausschlusszonen in der 6. WindSeeV bezüglich der versandeten Objekte aktuell nicht in Betracht. Hierfür würde es im Übrigen an einer Rechtsgrundlage fehlen, nach der bereits die Möglichkeit des Auffindens eines Kulturguts für dessen Schutz ausreicht. Das Seerechtsübereinkommen (SRÜ), als eine sonstige zwingende öffentlich-rechtliche Bestimmung nach § 10 Abs. 2 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 8 WindSeeG, schützt „im Meer gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art“ (vgl. Art. 303 Abs. 1 SRÜ). Diese Vorschrift greift jedoch nicht ein, wenn nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für das Vorfinden der vorgenannten Gegenstände besteht. Angesichts der zentralen Lage der untersuchten Flächen im ehemaligen Elbe-Urstromtal, wo – anders als in den Randbereichen des Tals – archäologische Fundplätze nicht sehr wahrscheinlich sind, bedarf es derzeit keiner behördlichen Maßnahmen. Sollte sich im Weiteren herausstellen, dass es sich bei den versandeten Objekten jeweils um ein Wrack oder Kulturgut handelt, ist mit diesen nach den Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zu verfahren. Die Zulassungsbehörde kann falls erforderlich weitere Anordnungen treffen.

**3.2.4.3.2 Objekt mit der Position
55°09,1138'N, 006°18,2425'E
WGS84**

Auf der Fläche N-13.2 befindet sich bei der Position 55°09,1138'N, 006°18,2425'E WGS84 ein bisher nicht bekanntes Objekt. Es handelt sich um ein 6,87 m langes und 8,56 m breites metallenes Objekt in einem 14 m lang und 14 m breit messenden, 0,5 m tiefen Kolk. Die vorhandene Datenlage zeigt eine rechteckige, verbolzte oder vernietete, metallene Struktur. Es könnte sich hierbei nach der denkmalfachlichen Bewertung sowohl um ein Einzelobjekt (z.B. Ladungsreste) als auch um Teile eines Wracks handeln. Eine eindeutige Identifikation des Objektes ist jedoch, so die denkmalfachliche Bewertung, nicht möglich. Die denkmalfachliche Bewertung hält eine Ausschlusszone von 100 m um das Objekt für ausreichend.

3.2.4.3.3 **Wrack mit der Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E WGS84**

Bei dem Wrack mit der Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E WGS84 handelt es sich um ein ca. 80 m langes und ca. 12 m breites eisernes oder stählernes Schiff mit scharf zulaufendem Heck, welches mehrfach gebrochen kieloben im Sediment liegt und seit 1997 bekannt ist. Das Wrack befindet sich auf der N-13.2. Nach den bisherigen Erkenntnissen beträgt die sichtbare Ausdehnung der Wrackstelle ca. 100 m in der Länge und 27 m in der Breite. Das Wrack wurde bisher nicht betaucht oder identifiziert. Nach der denkmalfachlichen Bewertung besteht die Möglichkeit, dass es sich bei dem Wrack mit der Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E um ein Kriegsschiff des Ersten oder Zweiten Weltkriegs handelt und damit möglicherweise ein Seekriegsgrab vorliegt. Allerdings ist eine genaue Einordnung des Charakters des Wracks auf Grundlage der vorhandenen Datenlage nicht möglich. Die denkmalfachliche Bewertung empfiehlt zum Schutz des Wracks eine Ausschlusszone von 200 m.

3.2.4.3.4 **Versandete Wracktrümmer mit der Position 55°08,0641'N, 006°17,7472'E WGS84**

Bei dem Objekt mit der Position 55°08,0641'N, 006°17,7472'E WGS84 handelt es sich um versandete Wracktrümmer, die seit 1995 bekannt sind. Nach bisherigen Erkenntnissen befinden sich diese auf einer Fläche von 15 m Breite und 25 m Länge sowie in einem 1,3 m tiefen Kolk und 160 m südlich wurden weitere Wracktrümmer gesichtet. Im Rahmen der Flächenvoruntersuchung wurden keine obertägigen Wrackreste festgestellt. Dagegen wurde eine deutliche magnetische Anomalie gemessen. Eine weitere Anomalie befindet sich ca. 80 m nordöstlich. In den Sedimentsonardaten zeichnet sich die unter dem Sediment liegende Anomalie ebenfalls deutlich ab. Nach der denkmalfachlichen Bewertung kann auf Grundlage der vorhandenen Datenlage keine Aussage zum Denkmalwert des Wracks getroffen werden. Die denkmalfachliche Bewertung empfiehlt zum Schutz der Wracktrümmer eine Ausschlusszone von 200 m.

3.2.4.3.5 **Festlegung von Ausschlusszonen**

In dem Entwurf der Eignungsfeststellung bzw. der 6. WindSeeV wird jeweils eine Ausschlusszone um das bislang nicht bekannte Objekt (mögliche Wrackteile) mit der Position 55°09,1138'N, 006°18,2425'E WGS84, das bekannte Wrack (Position 55°01,6347'N, 006°22,7843'E WGS84) sowie die bekannten Wracktrümmer (Position 55°08,0641'N, 006°17,7472'E WGS84) festgelegt. Der Radius der Ausschlusszone um die möglichen Wrackteile, dem bislang unbekannten Objekt, beträgt 100 m. Die Ausschlusszonen für das Wrack und die versandeten Wracktrümmer beträgt 200 m um den jeweiligen Objektmittelpunkt. Die von einer Bebauung ausgeschlossene Gesamtfläche von ca. 0,28 km² für die Fläche N-13.2 entspricht einem Anteil von ca. 0,31 % an der Gesamtfläche der Fläche N-13.2 von 91 km². Es wird daher davon ausgegangen, dass die jeweils festgelegten Ausschlusszonen mögliche Windpark-Layouts höchstens unwesentlich einschränken. Die Ausschlusszonen befinden sich ferner nicht an neuralgischen Punkten (Seekabelsysteme, Konverterplattformen, oder Ähnlichem) oder an ihren

Schutzbereichen. Damit ist auch das überraschende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See gewahrt, vgl. § 1 Abs. 3 WindSeeG.

Weitere Hinweise auf Kulturgüter in der bzw. auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 sind nicht bekannt. Gleichwohl kann das Vorkommen von Kultur- oder Sachgütern zu diesem Zeitpunkt nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Auf Grundlage der bisherigen Erkenntnisse aus den Voruntersuchungen und unter Zugrundlegung der oben genannten Vorgaben des Flächenentwicklungsplans sowie bei Einhaltung der Vorgaben, wie in der Eignungsfeststellung vorgesehen, sind auf den zu prüfenden Flächen keine erheblichen Auswirkungen für das Schutzgut „Kulturelles Erbe und Sachgüter“ zu erwarten.

3.3 Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und 2 lit. a WindSeeG i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 WindSeeG und § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 WindSeeG nur geeignet, wenn der Bau und Betrieb von Offshore-Windparks auf dieser Fläche die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt.

Der FEP 2025 sieht u.a. zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs das Sicherstellen einer ausreichenden Kommunikationsinfrastruktur und Überwachung im Umfeld der Windenergieanlagen und Plattformen vor. Hierzu trifft der FEP 2025 verschiedene Festlegungen. Insbesondere ist darauf hinzuweisen, dass der FEP 2025 in Planungsgrundsatz Nr. 7.9 c) festlegt, dass in der Fläche N-13.1 an geeigneten Strukturen Radaranlagen nach dem Stand der Technik zu installieren sind. Die verbindliche Festlegung der Installationsorte der Radaranlagen erfolgt im Einzelzulassungsverfahren durch

das BSH in Abstimmung mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (GDWS). Die Daten sind der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) über eine geeignete Schnittstelle nach deren Spezifikation bereitzustellen.

3.3.1 Schiffsverkehr

Die **Sicherheit des Schiffsverkehrs** kann insbesondere durch eine Erhöhung des Kollisionsrisikos aufgrund der Errichtung von Windenergieanlagen im Verkehrsraum betroffen sein. Windenergieanlagen erhöhen als faktisches Hindernis das Kollisionsrisiko zwischen Schiff und Anlage, aber auch zwischen Schiff und Schiff.

Zu entscheiden ist, ab wann durch die Errichtung von Windenergieanlagen eine konkrete Gefahr und damit eine Beeinträchtigung der Sicherheit des Verkehrs vorliegt und welches Risiko andererseits noch als grundsätzlich hinnehmbar eingestuft wird. Dies ist im Einzelfall nach den spezifischen Umständen nautisch-schifffahrtspolizeilich zu prüfen.

Das Bundesministerium für Verkehr hat unter Einbeziehung des Bundesumweltministeriums, des BSH, der Wasser- und Schifffahrsdirektionen Nord und Nordwest (heute: GDWS) und den externen Sachverständigen Germanischer Lloyd und GAUSS im Jahr 2004 in einer Arbeitsgruppe allgemeinbindende Richtwerte zur maximalen Kollisionswiederholungsrate entwickelt und damit einen allgemeingültigen gesellschaftlichen Akzeptanzgrenzwert als notwendige (nicht: hinreichende) Voraussetzung für die Genehmigung eines Offshore-Windpark-Vorhabens definiert. Nach diesen Richtwerten stellt eine Kollisionswiederholungsrate (zwischen Schiff und Anlage) zwischen 100 bis 150 Jahren grundsätzlich ein hinnehmbares Risiko für den Belang der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs dar.¹¹

¹¹ Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr. 3.2

Buchstabe i, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

Liegt die Kollisionswiederholungsrate unter 100 Jahren aber bei mindestens 50 Jahren, entfällt die regelmäßige Annahme der Akzeptanz.¹² Es liegt aber dann kein Grund für die Verneinung der Eignung vor, wenn wegen der Besonderheiten des Einzelfalls die Unterschreitung des Richtwertes für die Schifffahrt und die Meeresumwelt unerheblich oder durch Bedingungen und Auflagen kompensierbar ist.¹³ Eine Vereinbarkeit mit den Belangen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs und der Meeresumwelt ist dabei grundsätzlich dann hergestellt, wenn die Kollisionswiederholungsrate aufgrund zusätzlicher, das Risiko mindernder Maßnahmen in der Bandbreite von 100 bis 150 Jahren liegt.¹⁴

Eine Kollisionswiederholungsrate von unter 50 Jahren wird als nicht akzeptabel eingestuft und führt grundsätzlich zur Nichteignung der Fläche, soweit nicht konkrete zusätzliche risikomindernde Maßnahmen sicherstellen, dass die Kollisionswiederholungsrate über 50 Jahren liegt und die Unterschreitung des Richtwertes von 100 Jahren wegen der Besonderheiten des Einzelfalls für die Schifffahrt und die Meeresumwelt als unerheblich eingestuft wird bzw. soweit solche zusätzlichen Maßnahmen zur Einhaltung des Richtwertes von 100 Jahren führen.¹⁵

In Bezug auf die **Leichtigkeit des Schiffsverkehrs** ist maßgebend, ob und in welchem

Maße Verkehrsteilnehmer in der uneingeschränkten Benutzung eines bestehenden Schifffahrtsweges behindert werden. Auch der Umfang des Verkehrsaufkommens in dem konkreten Gebiet sowie Art und Umfang der prognostizierten Auswirkungen des geplanten Vorhabens auf die besonderen verkehrsmäßigen Verhältnisse vor Ort (z.B. absolute und relative Weg- und Zeitverluste, Bewertung der Zumutbarkeit) sind maßgeblich.¹⁶

Zu der Frage, ob eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nach § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 WindSeeG gegeben ist, hat das BSH im Rahmen der Voruntersuchung ein Gutachten zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 in Auftrag gegeben (im Folgenden: Fachgutachten/Fachgutachten Schifffahrt).¹⁷ Im Rahmen der Analysen wurden mögliche Auswirkungen einer Bebauung der zu untersuchenden Flächen mit Offshore-Windenergieanlagen auf die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs einschließlich der damit verbundenen Risiken untersucht und bewertet.¹⁸ Dabei wurde das Risiko sowohl qualitativ als auch quantitativ betrachtet.

In der qualitativen Betrachtung wurde für jede Fläche nach einer Beschreibung des relevanten Verkehrsraums der heutige sowie der für die Zukunft prognostizierte Schiffsverkehr analysiert.¹⁹

¹² Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr. 3.2 Buchstabe iii, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

¹³ Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), Zur Versagung einer Genehmigung „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr. 3.2 Buchstabe iii, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

¹⁴ Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr. 3.2 iii, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

¹⁵ Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), Zur Versagung einer Genehmigung „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr. 3 vi, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

¹⁶ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 16.

¹⁷ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, Gutachterliche Stellungnahme gemäß § 10 Abs.1 Nr. 4 WindSeeG, Voruntersuchung zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen N-13.1 und N-13.2 in der AWZ der Nordsee, 22. Mai 2025 (dt. Fassung).

¹⁸ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kurze Zusammenfassung.

¹⁹ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 9 und 13.

Sodann erfolgte eine qualitative Abschätzung der Auswirkungen der Realisierung eines Offshore-Windparks auf der Fläche für die Bauphase sowie für die Phase nach Fertigstellung des Windparks. Darauffolgend wurden verschiedene Verkehrssituationen (Begegnungen, Überholen oder kreuzende Kurse) betrachtet und qualitativ hinsichtlich der möglichen Auswirkungen bewertet. Insbesondere wurde geprüft und bewertet, ob und ggf. welche Auswirkungen von der Präsenz von Offshore-Windparks auf verschiedene Interaktionsszenarien Schiff-Schiff in unmittelbarer Nähe der Anlagen ausgehen und welche Maßnahmen zur Risikominimierung erforderlich sind. Schließlich wurden Empfehlungen abgeleitet für risikomindernde Maßnahmen.

Für die quantitative Beurteilung der Auswirkungen der zusätzlichen Bebauung auf der jeweiligen Fläche wurde eine kumulative Betrachtung vorgenommen, inklusive aller Windparkflächen, die sich in einem Radius von 20 Seemeilen im selben Verkehrsraum befinden und bereits bebaut sind oder bis 2031 (ursprünglich festgelegtes Inbetriebnahmejahr nach FEP 2025 vom 30. Januar 2025) errichtet werden sollen.²⁰ Im Fachgutachten wurde die zeitliche Folge der Bebauung der betrachteten Flächen nach dem Flächenentwicklungsplan vom 30. Januar 2025 zugrunde gelegt, um im Zeitpunkt der Beauftragung die aktuellen Entwicklungen miteinzubeziehen. Das Fachgutachten erfolgte auf Basis des Planungsstands, wie er sich im ursprünglichen Flächenentwicklungsplan 2025 darstellt. Keine Berücksichtigung fanden dagegen die am 30. Januar 2026 vorgenommenen Anpassungen am FEP 2025. Hierzu zählt insbesondere, dass sich die Inbetriebnahme der Flächen N-13.1 und N-13.2 verzögert und nunmehr für das Jahr 2032

erwartet wird. Hinsichtlich der N-11.1 bleibt es dabei, dass die Inbetriebnahme dieser Fläche der Inbetriebnahme der Flächen N-13.1 und N-13.2 weiterhin zeitlich nachgelagert ist und daher nicht im Fachgutachten berücksichtigt worden ist.

Im Rahmen der Prüfung der Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 ist die statistisch zu erwartende Zeit zwischen zwei Kollisionen eines der entscheidungserheblichen Bewertungskriterien. Grundlage für die Berechnung der zu erwartenden Zeit zwischen zwei Kollisionen sind die harmonisierten Annahmen für Kollisionsrisikoanalysen der Unterarbeitsgruppe „Parameter für Risikoanalysen“ der Arbeitsgruppe (AG) genehmigungsrelevante Richtwerte.²¹

Das Fachgutachten betrachtet die Ergebnisse einerseits unter und andererseits ohne Berücksichtigung zusätzlicher, das Kollisionsrisiko vermindender Maßnahmen.²² In der quantitativen Untersuchung wurden folgende risikomindernde Maßnahmen berücksichtigt:

- Ausrüstung der Schiffe mit AIS (Automatic Identification System),
- Verkehrsüberwachung und Seeraumbeobachtung sowie
- Notschleppkapazitäten.

Die Verkehrsüberwachung und die Seeraumbeobachtung können das Kollisionsrisiko Schiff-Windpark für manövrierunfähige und manövrierfähige Schiffe vermindern. Die Entwicklung von Gefahrensituationen können durch Verkehrsüberwachung erkannt, betroffene Schiffe können identifiziert und bei Bedarf direkt angesprochen werden. Auch können durch die Verkehrsüberwachung frühzeitig Bergungs- und Ret-

²⁰ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 6.1 und 10.1.

²¹ Bundesministerium für Verkehr (BMV, ehemals BMVBW), „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“, Bonn, 14.03.2005, Anlage 2: Abschlussbericht „Parameter für Risikoanalysen in Genehmigungsverfahren für Offshore-

Windparks“ (sog. Annex, auf der Grundlage der Sitzungen der Unterarbeitsgruppe „Parameter für Risikoanalysen“ vom 14.09. und 01.11.2004 und den eingereichten Unterlagen der Gutachter, Stand: 01.02.2005).

²² Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 6.2, 6.3, 10.2 und 10.3.

tungsmaßnahmen eingeleitet werden, soweit erforderlich. Es wurden drei Varianten²³ der Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung definiert:

- „Variante 1“:
Vollständige Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung. Diese schließt alle Maßnahmen der maritimen Verkehrssicherung ein, sie beinhaltet eine permanente (manuelle) Beobachtung des Seeverkehrs durch ausgebildete Nautiker mit Hilfe von AIS und Radar. Diese Methode hat mit einem Faktor von 4,0 die vergleichsweise höchste Wirksamkeit.
- „Variante 2“:
Automatische Überwachung/Beobachtung mit manueller Option. Hierbei erfolgt eine ständige automatisierte Auswertung von AIS-Daten mit regelmäßigen manuellen Auswertungen. Die Wirksamkeit dieser Variante wird mit einem Faktor von 3,0 angesetzt.
- „Variante 3“:
Automatische Auswertung. Hierbei erfolgt die Kontrolle der Ereignisse sowie ggf. die Auslösung von Maßnahmen nach automatisch generierten Signalen infolge Unterschreitung vorgegebener Grenzparameter. Die Wirksamkeit beträgt Faktor 2,5.

Die Notschleppkapazitäten wirken sich nur auf manövrierunfähige Schiffe aus. Die relevanten Leistungsdaten sind Bereitschaftsposition, Geschwindigkeit und Pfahlzug.

Die Wirksamkeiten der jeweils berücksichtigten kollisionsverhindernden Maßnahmen beruhen

dabei ursprünglich auf den Ergebnissen einer Studie des Germanischen Lloyd von 2008²⁴.

Die quantitative Beurteilung des Fachgutachtens beruht u.a. auf einem modellhaften Aufstellmuster der zu bebauenden Flächen, das sich an den bereits bestehenden Aufstellmustern der Bestandswindparks orientiert hat. Um sicherzustellen, dass das größte plausible Kollisionsrisiko für die Risikobewertung berechnet wird, wurde eine Kombination aus Zufallsverteilung und einer maximalen Randplatzierung der Turbinen gewählt.²⁵ Dabei wurden zwei Szenarien berücksichtigt mit unterschiedlichen Turmdurchmessern – 11,3 m (Szenario 1) und 18 m (Szenario 2).²⁶ Die berücksichtigten Flächen stellen jeweils zum Zeitpunkt der abgeschlossenen Errichtung die Kumulativlage der zum Zeitpunkt der Eignungsprüfung planungsrechtlich verfestigten Flächen und Windparks in einem Radius von 20 Seemeilen dar.

Das Fachgutachten zu den Flächen N-13.1 und N-13.2 weist im Ergebnis der quantitativen Analyse aus, dass unter Anwendung des Szenarios 1 bei Verwendung eines Notfallschleppers die kumulative Kollisionswiederholungsrate für N-13.1 bei 629 Jahren und für N-13.2 bei 769 Jahren liegt. Bei Szenario 2 liegt diese Kollisionswiederholungsrate für N-13.1 bei 642 Jahren und für N-13.2 bei 798 Jahren unter Verwendung eines Notfallschleppers. Sobald noch weitere Risikominierungsmaßnahmen wie beispielsweise die Nutzung von AIS hinzutreten, wird die Wahrscheinlichkeit einer Kollision noch geringer.²⁷

Der Notschlepper „Nordic“ ist entsprechend des von der WSV und dem Havariekommando evaluierten Notschleppkonzepts mit Stand August 2018 verfügbar.

²³ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 5.4.2, 5.4.3 und 5.4.4.

²⁴ Germanischer Lloyd, Offshore-Windparks – Wirksamkeit kollisionsverhindernder Maßnahmen – Abschlussbericht vom 24.11.2008.

²⁵ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 15.3, 15.3.13.

²⁶ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 15.3.4.

²⁷ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 6.3, 10.3.

Somit ist sichergestellt, dass die oben beschriebenen Grenzwerte der AG genehmigungsrelevante Richtwerte eingehalten werden können.

Das Ergebnis der qualitativen Analyse der Flächen N-13.1 und N-13.2 ist, dass das durch die Bebauung entstehende Kollisionsrisiko aufgrund des zu erwartenden geringen Umfangs des Schiffsverkehrs, der von dem Standort betroffen sein wird, nicht als schwerwiegend eingestuft wird. Das durch die Bebauung hervorgerufene Kollisionsrisiko kann außerdem durch risikomindernde Maßnahmen gesenkt werden.²⁸ Risikomindernde Maßnahmen sind z.B. die Errichtung einer Sicherheitszone, einer Seeraumüberwachung und das Bereitstellen von Notschleppkapazitäten.²⁹

Der Flächenentwicklungsplan 2025 trifft aufgrund der in der Begründung zu Planungsgrundsatz 7.2 dargestellten Erkenntnisse beispielsweise mit dem Planungsgrundsatz 7.2 Buchstabe k) detaillierte Regelungen, wie und unter welchen Bedingungen zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen sind. Es besteht somit kein Anlass für flächenspezifische Vorgaben.

Bei Einhaltung der einschlägigen Planungsgrundsätze in Bezug auf die Schifffahrt besteht keine Besorgnis der Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs im Sinne der § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a in Verbindung mit § 69 Abs. 3 Nr. 2 und § 12 Abs. 5 S. 3 WindSeeG.

3.3.2 Luftverkehr

Die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Windparks auf den zu prüfenden Flächen N-13.1 und N-13.2 führt zu keiner Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs, da der Flächenentwicklungsplan 2025 hierzu hinreichende Vorgaben enthält. Insbesondere gehen

nach dem aktuellen Planungsstand keine Beeinträchtigungen für den Luftverkehr von den Windenergieanlagen sowie sonstigen Einrichtungen, den Hubschrauberlandedecks und den Windenbetriebsflächen aus. Gleiches gilt für die Luftraumstruktur über den Flächen N-13.1 und N-13.2.

Von einer Beeinträchtigung der **Sicherheit des Luftverkehrs** ist auszugehen, wenn mit der Errichtung oder dem Betrieb von Einrichtungen eine Gefahr hervorgerufen wird. Unter dem Begriff der Gefahr ist eine Sachlage zu verstehen, die bei ungehindertem Ablauf des Geschehens in absehbarer Zeit mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einem Schaden an rechtlich geschützten Gütern, wie der körperlichen Unversehrtheit und dem Eigentum Dritter führt.³⁰

Die **Leichtigkeit des Luftverkehrs** betrifft den Verkehrsfluss und damit den flüssigen, reibungslosen und ungehinderten Ablauf des Verkehrs.³¹ Die Leichtigkeit des Verkehrs ist nicht erst durch Verkehrsunfälle beeinträchtigt, sondern bereits dann, wenn die Möglichkeit besteht, dass das Vorhaben den normalen Verkehrsablauf mehr als nur unerheblich beeinträchtigt.³² Die konkreten Umstände des Einzelfalls, hier insbesondere die für den Offshore-Bereich typische flächenmäßige Ausdehnung und damit erleichterte Möglichkeit des Ausweichens und Umfahrens/Umfliiegens von Hindernissen sind zu beachten.³³

Bei Einhaltung der geltenden Bestimmungen des Luftverkehrs ist derzeit keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs anzunehmen. Die regulatorischen Vorgaben an den zivilen Luftverkehr werden im Folgenden überblicksartig dargestellt:

²⁸ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 9.4.3, 13.4.3.

²⁹ Fachgutachten Schifffahrt, ABL Group, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), Kapitel 9.5 und Kapitel 13.5.

³⁰ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 14.

³¹ Vgl. zur Definition: Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 15.

³² BVerwGE 16, 116, 130f.

³³ Vgl. zur Definition: Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 15.

Gemäß Art. 58 Abs. 1 i. V. m. Art. 87 SRÜ gelten in der AWZ grundsätzlich die Freiheiten der Hohen See. Dazu gehört gemäß Art. 58 Abs. 1 i. V. m. Art. 87 Abs. 1 lit. b SRÜ auch die Freiheit des Überflugs. Das Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt vom 7. Dezember 1944 (BGBl. 1956 II S. 412), das zuletzt durch die Protokolle vom 6. Oktober 2016 (BGBl. 2018 II S. 306, 309) geändert worden ist, (Chicagoer Abkommen) unterscheidet zum anwendbaren Recht in Art. 12 zwischen Staatsgebiet und Hoher See. Gemäß Art. 12 S. 3 des Chicagoer Abkommens gelten über der Hohen See die aufgrund des Chicagoer Abkommens erlassenen Regeln. Diese sehen eine Unterscheidung zwischen Flügen nach Sichtflugregeln und Instrumentenflugregeln vor.

Gemäß Kapitel 4.6 lit. b des Anhang 2 zum Chicagoer Abkommen gilt für Flüge nach Sichtflugregeln am Tage grundsätzlich eine Mindestflughöhe von 150 m über Wasser. Gleichzeitig normiert Kapitel 3.2 Anhang 2 zum Chicagoer Abkommen, dass der verantwortliche Pilot durch die Vorgaben des Abkommens nicht von der Verantwortung entbunden wird, alle geeigneten Maßnahmen zur Kollisionsvermeidung zu ergreifen. Diese Vorgaben gelten grundsätzlich für den gesamten Luftverkehr, der die Flächen N-13.1 und N-13.2 passiert.

Für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht gelten gemäß Kapitel 4.3 des Anhangs 2 zum Chicagoer Abkommen grundsätzlich die diesbezüglichen Regelungen der zuständigen Flugsicherungsorganisation.

Die Fläche N-13.1 befindet sich sowohl im Zuständigkeitsbereich der niederländischen (Fluginformationsgebiet Amsterdam) als auch der dänischen (Fluginformationsgebiet København) Flugsicherungsorganisation. Die Fläche N-13.2 befindet sich ausschließlich im Zuständigkeitsbereich der dänischen Flugsicherungsorganisation (Fluginformationsgebiet København). Gemäß ENR 1.2 des niederländischen Luftfahrthandbuchs (NL-AIP) findet die EU-

Durchführungsverordnung 923/2012, Anhang Luftverkehrsregeln, Abschnitt 5, SERA.5005 lit. c Nr. 5 sublit. ii Anwendung. Danach ist – außer wenn dies für Start oder Landung notwendig ist“ – eine Flughöhe von mindestens 300 m (1.000 ft) über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs einzuhalten. Außerdem muss im niederländischen Zuständigkeitsbereich der zivile Hubschrauberkehr über der Nordsee die veröffentlichten Hubschrauber-Hauptstrecken nutzen und dabei grundsätzlich eine Mindestflughöhe von 2000 ft über MSL einhalten (vgl. ENR 2.2 Nr. 6.3.2.3 NL-AIP).

Gemäß ENR 1.2 des dänischen Luftfahrthandbuchs (DK-AIP) dürfen Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht in einer Höhe von nicht weniger als 150 m (500 ft) über Wasser oder 150 m (500 ft) über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 150 m (500 ft) um das Luftfahrzeug durchgeführt werden (vgl. ENR 1.2 Nr. 1.3.5 DK-AIP). Außerdem soll im dänischen Zuständigkeitsbereich der zivile Hubschrauberkehr über der Nordsee das Hubschrauberstrecken-netz nutzen und dabei grundsätzlich eine Mindestflughöhe von 1500 ft über MSL einhalten (vgl. ENR 1.1 Nr. 8 DK-AIP).

Für Flüge nach Instrumentenflugregeln gilt gemäß Kapitel 5.1.2 lit. b des Anhangs 2 zum Chicagoer Abkommen grundsätzlich eine Mindestflughöhe von mindestens 300 m (1.000 ft) über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs.

3.3.2.1

Windenergieanlagen und sonstige Einrichtungen als Luftfahrt-hindernisse

Die Errichtung von Windenergieanlagen und sonstigen Einrichtungen können hinsichtlich ihrer Höhen, Ausdehnungen oder Abstände zueinander die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs beeinträchtigen. Gleichwohl kann eine solche Beeinträchtigung nach derzeitigem Stand

durch geeignete Maßnahmen, wie etwa zur Kollisionsverhütung (Beachtung von Mindestflughöhen, Anlagenkennzeichnung) grundsätzlich angewendet werden. Auf Ebene der Zulassung ist jedoch anhand des konkreten Parklayouts zu prüfen, ob die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs auf Grundlage der aktuellen Sach- und Rechtslage beeinträchtigt ist.

Mindestflughöhen stellen die niedrigste Flughöhe dar und müssen nicht statisch eingehalten werden. Vielmehr sind die Piloten nach den Vorgaben der „International Civil Aviation Organization“ (ICAO) aufgefordert, in eigener Verantwortung Kollisionen mit Hindernissen durch geeignete Maßnahmen, wie die Anpassung der Flughöhen, zu vermeiden (vgl. Kapitel 3.2 Anhang 2 zum Chicagoer Abkommen).

Gleichzeitig müssen Windparks und ihre Einrichtungen für den Piloten als Hindernis erkennbar sein. Anderenfalls bestünde die hinreichende Wahrscheinlichkeit, dass es trotz der Beachtung der jeweiligen Mindestflughöhe zu einer Kollision zwischen Luftfahrzeug und Einrichtung kommen könnte.

Durch eine geeignete luftfahrttechnische Kennzeichnung der Einrichtungen kann dieser Gefahr entgegengewirkt werden. Der Flächenentwicklungsplan 2025 gibt in Planungsgrundsatz 7.3, konkretisiert durch seine Begründung, vor, dass der „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ einzuhalten ist. Dieser Planungsgrundsatz des Flächenentwicklungsplans 2025 i.V.m. Teil 5 des „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ geben u.a. eine luftfahrttechnische Kennzeichnung nach Stand der Technik bei der Planung, der Realisierung sowie im Normalbetrieb eines Windparks vor. Durch die Einhaltung des Stands der Technik wird die Sichtbarkeit eines Windparks für eine

Luftfahrzeugbesatzung durch höhere Kontrastwirkung wesentlich verbessert, sodass diese die erforderlichen Maßnahmen zur Kollisionsverhütung ergreifen kann. Eine entsprechende Kennzeichnung der Einrichtungen ist demnach für die Eignung erforderlich.

In Bezug auf die Höhen der Einrichtungen wird vorsorglich darauf hingewiesen, dass bei Gesamthöhen von mehr als 315 m über Seekarten-null (SKN) gemäß dem Teil 5 des „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ (dort unter Ziffer 4.3.4) dem BSH ein flugbetriebliches Gutachten inklusive Kennzeichnungskonzept durch die Trägerin des Vorhabens zur Prüfung und weiteren Abstimmung mit anderen Behörden³⁴ vorzulegen ist (Zulassung erfolgt im Rahmen einer Einzelfallentscheidung). In einem solchen Gutachten müssen insbesondere die sich aus den Höhen der Einrichtungen ergebenden Kennzeichnungserfordernisse sowie ggf. zusätzlich die entsprechenden Vorgaben der niederländischen und dänischen Flugsicherungsorganisation berücksichtigt werden, um Beeinträchtigungen in Bezug auf die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs auszuschließen.

3.3.2.2 Luftraumstruktur

Die nachfolgenden Ausführungen gelten vorbehaltlich der noch ausstehenden Rückmeldungen der dänischen und niederländischen Flugsicherungsorganisationen. Sollten diese Einwendungen äußern, wäre eine erneute Prüfung der Luftfahrtbelange durchzuführen.

Eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs in Bezug auf die Luftraumstruktur über den Flächen N-13.1 und N-13.2 durch die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Windparks auf Grundlage der derzeit verfügbaren Windenergieanlagenhöhe nicht ersichtlich. Es bestehen genügend Ausweichmöglichkeiten für den Luftverkehr, um die Flächen

³⁴ Einvernehmen der zuständigen Stelle der WSV sowie Zustimmung des Bundesministeriums für Verkehr (BMV).

mit ausreichendem Abstand überfliegen zu kommen. Dies gilt insbesondere außerhalb des Luftraums über den Flächen.

3.3.2.2.1 Luftraumstruktur – militärisch

Die gesamte Fläche N-13.2 sowie der nördliche Teil der Fläche N-13.1 befinden sich im dänischen Gefahrengebiet „EK-D324“, da dieses grundsätzlich direkt auf der Meeresoberfläche beginnt (vgl. ENR 5.1 DK-AIP). Die Untergrenze wird jedoch auf Flugfläche 055 („FL 055“)³⁵ angehoben, sobald gewerblicher Hubschrauber-Verkehr zu oder von den OWP's stattfindet und dieser das zuvor bei der zuständigen Flugsicherung angefragt hat (vgl. ENR 5.1 DK-AIP).

Der südliche Teil der Fläche N-13.1 befindet sich unterhalb des niederländischen Gefahrengebietes „EH-D02“ sowie dem deutsch-niederländischen, militärischen Übungsgebiet „EUC SEA 1“ (vgl. ENR 5.1 NL-AIP). In den beiden Gebieten können militärische Übungen stattfinden (vgl. ENR 5.1 NL-AIP). Die Untergrenzen dieser beiden Gebiete befinden sich jeweils auf „FL 055“³⁶. Die Gefahrengebiete liegen somit deutlich oberhalb eines auf N-13.1 zu errichtenden OWP.

Eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des in diesen Gefahrengebieten stattfindenden Luftverkehrs durch die vorhabenbezogenen Bautätigkeiten sowie dem Normalbetrieb, inklusive etwaigen damit im Zusammenhang stehenden Flug- und Schiffsverkehrs, ist angesichts des großen vertikalen Abstands von jeweils mehr als 1 km zu den Flächen N-13.1 und N-13.2 unwahrscheinlich. Gleichzeitig werden angesichts dieses Abstands die von den Gefahrengebieten ausgehenden Risiken für den vorhabenbezogenen Verkehr sowie das Personal und die Infrastruktur der Offshore-Windparks als gering eingestuft.

3.3.2.2.2 Luftraumstruktur – zivil

Das Gebiet N-13, in dem sich die Flächen N-13.1 und N-13.2 befinden, ist umgeben vom dänischen und niederländischen Hubschrauber-Hauptstrecken (Helicopter Main Routes, HMR). Ihre Lage kann Abbildung 3 entnommen werden. Aufgrund der räumlichen Trennung zwischen dem Verlauf der einzelnen HMR-Abschnitte und den Flächen N-13.1 und N-13.2 kann davon ausgegangen werden, dass die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht durch etwaige Parklayouts späterer Offshore-Windparks nicht beeinträchtigt wird.

³⁵ Eine Flugfläche ist eine relative Höhenbezugsangabe. Hierbei entspricht FL 055 einer Höhe von 5.500 ft (mathematisch 1.676 m) über der Druckfläche 1.013,2 hPa. Nur unter atmosphärischen Bedingungen, wie sie in der internationalen Standardatmosphäre herrschen würden, würde diese Druckfläche mit dem mittleren Meeresspiegel auf Basis des EGM96 („Mean Sea Level“ bzw. MSL) zusammenfallen, d. h. nur unter diesen Voraussetzungen entspräche

FL 055 einer Höhe von 5.500 ft über MSL. Da sich solche Bedingungen real selten einstellen, weicht die mit FL 055 assoziierte Höhe über MSL im Allgemeinen – je nach Wetterlage – um bis zu mehrere ± 100 ft von 5.500 ft über MSL ab.

³⁶ Siehe Fußnote 36.

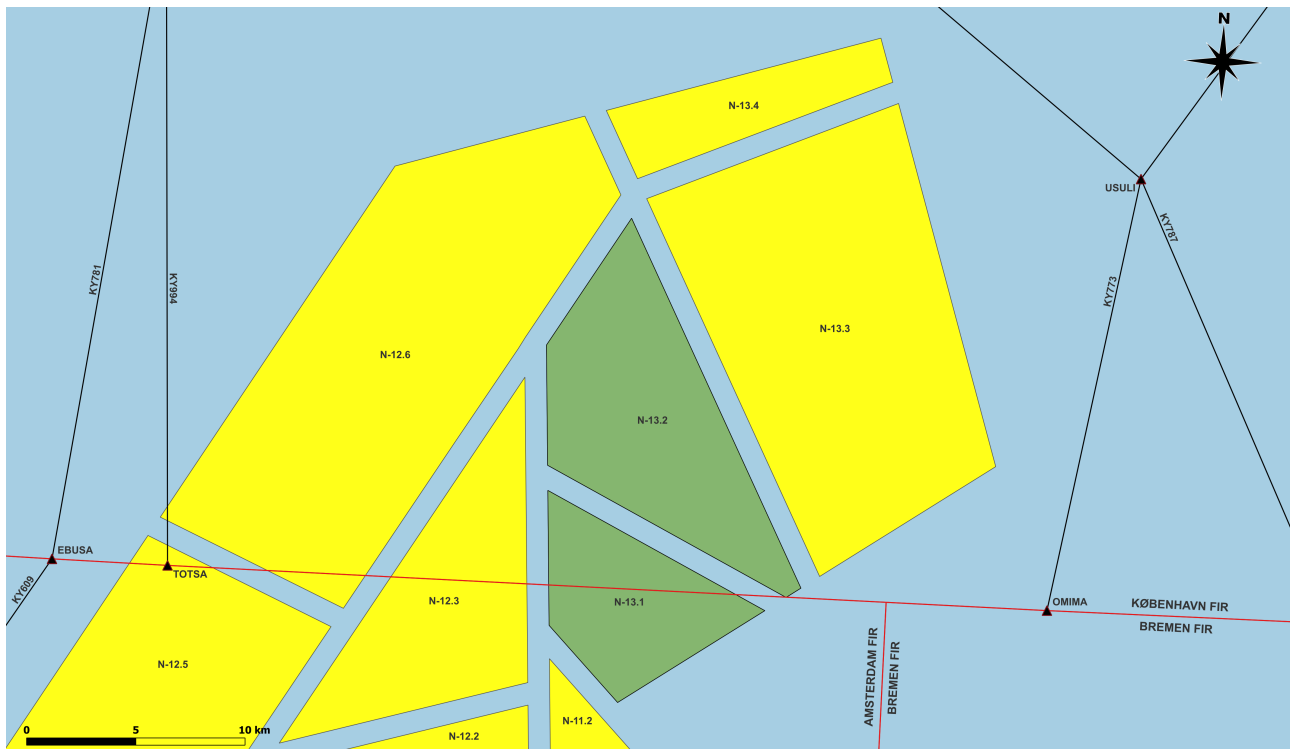


Abbildung 3: Hubschrauber-Hauptstrecken im Bereich des Gebiets N-13 (grün hervorgehoben: hier in Prüfung stehende Flächen)

3.3.2.3 Hubschrauberlandedeck

Hubschrauberlandedecks können erforderlich sein, um die Einrichtungen kurzfristig für Reparatur- und Wartungsarbeiten sowie ggf. für Rettungsmaßnahmen erreichen zu können.

Der sichere An- und Abflug auf das eigene bzw. benachbarte Hubschrauberlandedeck muss trotz Bebauung gewährleistet sein, um die Eignung der Fläche für die Errichtung eines Windparks uneingeschränkt feststellen zu können. Die Landedecks befinden sich regelmäßig auf den Offshore-Plattformen der Offshore-Windparks oder auf den Konverterplattformen, die aus Effizienz-, Schiffssicherheits- und Umweltschutzgründen wiederum häufig mittig in der Fläche und somit zwischen den Anlagen platziert sind. Um das Hubschrauberlandedeck einer Offshore-Plattform, für das aufgrund der Hindernissituation die horizontale Ausdehnung des hindernisfreien Sektors nicht vollumfänglich gewährleistet werden kann, trotzdem sicher anfliegen zu können, müssen in geeigneter Flugrichtung gelegene, ausreichend dimensionierte und ggf. gekennzeichnete An- und Abflugkorridore vorhanden sein. Diese sind grundsätzlich von jeder Bebauung oberhalb der Wasseroberfläche freizuhalten. Auch dürfen in die Flugkorridore grundsätzlich keine Teile von Bauwerken hineinragen.

Im Gebiet N-13 legt der Flächenentwicklungsplan 2025 die Konverterplattform NOR-13-1 fest, welche am südwestlichen Rand der Fläche von N-13.2 liegen wird (vgl. Abbildung 3). Die An- und Abflugkorridore des Hubschrauberlandedecks der Konverterplattform werden voraussichtlich in die Flächen N-13.1, N-13.2 und ggf. N-12.6 hineinragen und somit die jeweiligen Parklayouts beeinflussen. Aufgrund der unmittelbaren Nähe der Flächen N-12.3, N-12.6 sowie N-13.3 ist eine Wechselwirkung zwischen diesen Flächen (sowie ggf. dort vorhandenen Hubschrauberlandedecks) und der Konverterplattform des Gebiets N-13 nicht ausgeschlossen und muss bei der weiteren Planung der Flugkorridore

beachtet werden. Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass in den Flächen N-13.1 oder N-13.2 von Seiten des Vorhabenträgers des jeweiligen Windparks (zusätzliche) Hubschrauberlandedecks geplant und diese durch das BSH zugelassen werden (vgl. Abbildung 3).

Für den sicheren Flugbetrieb zu dem Hubschrauberlandedeck auf NOR-13-1 trifft der Flächenentwicklungsplan 2025 Vorgaben. In Planungsgrundsatz 7.3 lit. a wird vorgeschrieben, dass der „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ einzuhalten ist. Die Zulassungsbehörde ist zudem an diesen Standard aufgrund des Erlasses des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr vom 15. August 2022 gebunden.

Daneben ist nach Planungsgrundsatz 7.3 lit. b des Flächenentwicklungsplans 2025 um Hubschrauberlandedecks ein von Hindernissen freizuhaltender Luftraum festzulegen, der eine sichere Durchführung des dort beabsichtigten Flugbetriebs ermöglicht. Nach lit. b ist zudem zu verhindern, dass Hubschrauberlandedecks durch die Zunahme von Hindernissen in ihrer Umgebung unbenutzbar werden. Hierzu ist eine möglichst gesamtheitliche, d. h. gebietsweite bzw. gegebenenfalls gebietsübergreifende Herangehensweise zugrunde zu legen.

Um einen sicheren Flugbetrieb zu gewährleisten, kann die Kennzeichnung der Flugwege (Turmanstrahlung) erforderlich sein. Planungsgrundsatz 7.3 lit. d des Flächenentwicklungsplans 2025 gibt vor, dass Hindernisse entlang der An- und Abflugbereiche von Hubschrauberlandedecks zusätzlich mit einer Turmanstrahlung auszustatten sind, wenn diese auch bei Nacht betrieben werden sollen und eine Turmanstrahlung gem. den Vorgaben des SOLF erforderlich ist.

3.3.2.4 Windenbetriebsflächen

Bei Offshore-Vorhaben ist zwischen zwei Arten der Windenbetriebsflächen zu differenzieren. Windenbetriebsflächen können einerseits auf ei-

ner Offshore-Plattform als sogenannte Rettungsfläche auf Offshore-Plattform ausschließlich für Notfälle vorgehalten werden (insbesondere HEMS, komplexe Rettungssituation). Auf Offshore-Plattformen besteht grundsätzlich die Möglichkeit, für den Regelzugang neben einer Schiffsüberstiegsmöglichkeit auch ein Hubschrauberlandedeck anzulegen und zu betreiben. Die Anlage und der Betrieb einer Windenbetriebsfläche als Regelzugang zu einer Offshore-Plattform ist somit aufgrund des grundsätzlich mit dem Hubschrauberwindenbetrieb verbundenen Gefahrenpotentials nicht zulässig.

Andererseits können Windenbetriebsflächen sowohl den Regelzugang zu Windenergieanlagen bilden, um Personal und Material für die Instandhaltung dorthin zu verbringen, als auch als Rettungsweg dienen (HEMS, komplexe Rettungssituation). Auf Windenergieanlagen besteht grundsätzlich nicht die Möglichkeit, ein Hubschrauberlandedeck anzulegen und zu betreiben. Die regelkonforme Einrichtung und Kennzeichnung von Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen und Offshore-Plattformen (Rettungsflächen) sowie ihr ordnungsgemäßer Betrieb sind für einen sicheren Hubschrauberwindenbetrieb unerlässlich.

Die Ausgestaltung, Kennzeichnung und Nutzung hat nach dem oben genannten Planungsgrundsatz 7.3 lit. a des Flächenentwicklungsplans 2025 gemäß dem „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ zu erfolgen. Teil 4 des „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ trifft hinreichend konkrete Vorgaben für die Ausgestaltung, die Kennzeichnung und den Betrieb sowohl von Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen als auch von Rettungsflächen, die die Zulassungsbehörde aufgrund des o.g. Planungsgrundsatzes im Flächenentwicklungsplans im Zulassungsverfahren

nach § 6 Abs. 9 WindSeeG binden. Die Zulassungsbehörde ist zudem an den „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ (SOLF) gebunden, der mittels Erlass des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr vom 15. August 2022 eingeführt. Es ist daher keine gesonderte Regelung in der 6. WindSeeV erforderlich.

3.4 Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 lit. a i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 und § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigen.

Die Flächen N-13.1 und N-13.2 befinden sich außerhalb der im Raumordnungsplan vom 19. August 2021³⁷ festgelegten Vorbehaltsgebiete Verteidigung.

Übungen zur Landes- und Bündnisverteidigung sind indes nicht auf militärische Übungsgebiete begrenzt, sondern finden auch darüber hinaus statt. Insbesondere für hierbei eingesetzte U-Boote stellen die baulichen Anlagen eine mögliche Gefahrenquelle für Kollisionen dar. Um diese Gefahr zu vermeiden, sind bauliche Anlagen mit Sonartranspondern zu kennzeichnen.

Hinsichtlich der allgemeinen Erfordernisse des Belangs des Landes- und Bündnisverteidigung sind aufgrund der gesetzlichen Regelung des § 77 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. § 78 WindSeeG und der daraus folgenden Pflicht des Trägers des Vorhabens im Sinne der Eignungsfeststellung weitere Vorgaben nicht erforderlich.

³⁷ BSH, Raumordnungsplan 2021: <https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraum->

[planung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Raumordnungsplan_2021.pdf?__blob=publication-File&v=2](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraum-planung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Raumordnungsplan_2021.pdf?__blob=publication-File&v=2) (Abruf am 10.07.2026).

3.5 Vereinbarkeit mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar sind.

Nach der gesetzlichen Begründung zu § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 WindSeeG liegen bergrechtliche Aktivitäten in der Regel nur dann vor, wenn eine tatsächlich genutzte Zulassung zum Abbau von Rohstoffen an einer bestimmten Stelle besteht. Das bloße Bestehen von großflächigen Aufsuchungserlaubnissen oder Bewilligungen begründet hingegen üblicherweise keine vorrangige bergrechtliche Aktivität.³⁸

Im Bereich der zu prüfenden Flächen N-13.1 und N-13.2 bestehen aktuell keine Erlaubnisse zum Aufsuchen von Bodenschätzen³⁹. Dem BSH ist auch keine tatsächlich genutzte Zulassung zum Abbau von Rohstoffen in dem Bereich der Flächen N-13.1 und N-13.2 bekannt.

Die zu prüfenden Flächen sind insofern mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar.

3.6 Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen

Nach § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 5 WindSeeG ist eine Fläche nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar sind. Ferner ist eine Fläche gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 6 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergie-

anlagen auf See auf dieser Fläche mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar sind.

Im Bereich des deutschen Festlandssockels verlaufen zahlreiche Seekabel und Rohrleitungen, deren Verlauf sich den Geodaten aus den verschiedenen Planungsebenen (insbesondere Raumordnungsplan, Flächenentwicklungsplan) als Web Map Service sowie als Web Feature Service entnehmen lassen. Diese können beispielsweise über das GeoSeaPortal abgerufen werden.

Der Flächenentwicklungsplan legt u.a. Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen, Grenzkorridore, Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen der Gebiete untereinander fest. Für die weiteren Leitungen, wie Datenkabel und Rohrleitungen, findet keine übergeordnete Fachplanung statt. Den Rahmen für diese Planungen bilden die Festlegungen des Raumordnungsplans für die deutsche AWZ der Nordsee und Ostsee, welcher Grundsätze und Ziele unter anderem in Form von Vorbehaltsgebieten für Leitungen festlegt.

Darüber hinaus enthält der Flächenentwicklungsplan standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze. Letztere stellen u.a. die Vereinbarkeit von Planungen mit bestehenden und geplanten Leitungen sicher. Sie enthalten sowohl allgemeinere Bestimmungen, wie Planungsgrundsatz 7.10.1 (a) und Planungsgrundsatz 7.10.1 (f), als auch konkrete, wie etwa Planungsgrundsatz 7.10.3 (a) (500 m-Abstand zu Seekabeln Dritter) und 7.13.4 (Kreuzungen von Seekabeln und Rohrleitungen). Vor dem Hintergrund der nach § 6 Abs. 9 S. 2 WindSeeG vorgeschriebenen Verbindlichkeit des Flächenentwicklungsplans für die Planfeststellungs- und

³⁸ BT-Drs. 18/8860, S. 311.

³⁹<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?TH=ERLAUBNISSE&lang=de#> (Abruf am 10.04.2025).

Genehmigungsverfahren sind die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans bereits auf den vorgelagerten Planungsebenen, wie etwa die der Eignungsprüfung, zu berücksichtigen.

Diese Eignungsprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass unter Einhaltung der maßgeblichen Planungsgrundsätze des Flächenentwicklungsplans keine Anhaltspunkte ersichtlich sind, die der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf den zu prüfenden Flächen mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen entgegenstehen (vergleiche Kapitel 3.6). Ferner ist die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf den zu prüfenden Flächen mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar (vergleiche Kapitel 3.7).

3.6.1 Kabel- und Offshore-Anbindungsleitungen

Von der Vereinbarkeit zwischen den zu prüfenden Flächen, konkret Flächen N-13.1 und N-13.2, und bestehenden und geplanten Kabel- und Offshore-Anbindungsleitungen ist auszugehen, wenn die entsprechenden Festlegungen, insbesondere die maßgeblichen Planungsgrundsätze, des Flächenentwicklungsplans 2025 (einschließlich der sich aus der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ergebenden Aktualisierungen) eingehalten werden.

Hierzu im Einzelnen:

Der Flächenentwicklungsplan 2025 enthält u.a. Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme. Unter dem Begriff Seekabelsysteme sind Stromkabelsysteme wie bspw. Offshore-Netzanbindungssysteme, grenzüberschreitende Seekabelsysteme, Verbindungen von Anlagen untereinander zu verstehen. Um bestehende Seekabelsysteme nicht zu gefährden und zudem sicherzustellen, dass an diesen Reparaturarbeiten durchgeführt werden können, sind zu Seekabelsystemen bestimmte Abstände einzuhalten.

Nach Planungsgrundsatz 7.10.3 (a) des Flächenentwicklungsplans 2025 ist u.a. zwischen

Windenergieanlagen, der parkinternen Verkabelung und Plattformen des Windparkbetreibers zu Seekabelsystemen Dritter beidseits ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die parkinterne Verkabelung von OWP ist derart auszugestalten, dass bestehende, genehmigte oder geplante Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Leitungen möglichst nicht gekreuzt werden. Ist eine Kreuzung unvermeidbar, gelten die Vorgaben des Planungsgrundsatzes 7.13.4 zu Kreuzungen (siehe im Einzelnen die Begründung des Flächenentwicklungsplans 2025).

Beim Bau von Kreuzungen von Seekabeln wird Hartsubstrat in den Boden eingebracht. Unter dem Aspekt der Minderung des Eingriffs in die Meeresumwelt sollen Kreuzungen von Seekabelsystemen untereinander sowie mit Rohrleitungen so weit wie möglich vermieden werden (vgl. Planungsgrundsatz 7.13.4 (a) des Flächenentwicklungsplans 2025). Die Anzahl der Kreuzungen ist daher nach Planungsgrundsatz 7.13.4 des Flächenentwicklungsplans 2025 auf das planerisch und technisch notwendige Minimum zu begrenzen. Nach Planungsgrundsatz 7.13.4 (b) des Flächenentwicklungsplans 2025 sind Kreuzungen, wenn diese nicht vermieden werden können, nach dem jeweiligen Stand der Technik und möglichst rechtwinklig sowie in Abstimmung mit den Eigentümern von den betroffenen, verlegten oder genehmigten Seekabeln sowie Rohrleitungen auszuführen.

Im Rahmen von Offshore-Projekten werden regelmäßig Kreuzungsbauwerke hergestellt. Die Ausgestaltung von Kreuzungsbauwerken hat nach Planungsgrundsatz 7.13.4 Buchstabe (d) des Flächenentwicklungsplans 2025 in Abhängigkeit der Bodenverhältnisse möglichst umweltschonend zu erfolgen.

Zu bestätigten stillgelegten Kabeln (sogenannten Out-of-Service-Kabeln) sind keine Abstände einzuhalten.

Westlich der Flächen N-13.1 und N-13.2 befindet sich der von Norden nach Süden verlaufende, grenzüberschreitende Interkonnektor

NorNed in einem Mindestabstand von 508 m zur Fläche N-13.1 und in einem Abstand von 507 m zur Fläche N-13.2. Angesichts der Entfernungen zu den prüfenden Flächen steht der in Planungsgrundsatz 7.10.3 (a) festgelegte 500 m-Abstand zu Seekabeln Dritter späteren Windparkvorhaben auf den zu prüfenden Flächen nicht entgegen. Auch das von Südwesten nach Nordosten verlaufende Kabel „Weybourne - Esbjerg“ (Kabel-Nr. KB0024), welches den Norden der Fläche N-13.2 kreuzt, steht späteren Windparkvorhaben auf der Fläche N-13.2 nicht entgegen, da es sich hierbei um ein Out-of-Service-Kabel handelt. Der konkrete Kabelverlauf des Out-of-Service-Kabels „Weybourne – Esbjerg“ konnte jedoch durch die Ergebnisse der Baugrunduntersuchungen im Rahmen der Voruntersuchung der Flächen nicht identifiziert werden.

Die Anbindung der Fläche N-13.1 wird, wie die Anbindung der Fläche N-11.2 (1.500 MW) im Flächenentwicklungsplan, über das Netzanbindungssystem NOR-11-2 festgelegt. Die Anbindung der Fläche N-13.2 wird, wie die Anbindung der Fläche N-12.3 (1.000 MW), über das Netzanbindungssystem NOR-13-1 festgelegt. Bezüglich der konkreten Trassenverläufe beider Netzanbindungssysteme hat das BSH auf Grundlage des gemäß des Flächenentwicklungsplans 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzulegenden Berichts⁴⁰ zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets Nordsee mit Entscheidung vom 15. Mai 2025 Anpassungen vorgenommen, die u.a. NOR-11-2 und NOR-13-1 betreffen.⁴¹ Diese An-

passungen haben jedoch im Bereich der Flächen N-13.1 und N-13.2 keine Auswirkungen, da sie im Bereich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind.

Zur Anbindung der im Flächenentwicklungsplan 2023 festgelegten Fläche N-13.1 werden parkinterne Kabelsysteme durch die Fläche N-11.2 an die Konverterplattform NOR-11-2 herangeführt. Hinsichtlich der Fläche N-13.2 wird daraufhingewiesen, dass für die Anbindung der Fläche N-12.3 an die Konverterplattform NOR-13-1 ein Kabelkorridor für voraussichtlich 14 Kabelsysteme der parkinternen Verkabelung freizuhalten wäre. Die im Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Schutzbereiche und Abstände sowie der 500 m-Abstand zu Seekabeln Dritter (Planungsgrundsatz 7.10.3 (a)), sind hierbei einzuhalten.

Bei Einhaltung der einleitend genannten Abstände des Flächenentwicklungsplans 2025 sind die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 mit bestehenden und geplanten Kabeln und Offshore-Anbindungsleitungen vereinbar. Die Vereinbarkeit mit geplanten Leitungen wird zudem im Genehmigungsverfahren sichergestellt.

3.6.2 Rohrleitungen

Im Bereich der Flächen N-13.1 und N-13.2 verlaufen keine Rohrleitungen. Vor diesem Hintergrund bestehen keine Anhaltspunkte, die der Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 hinsichtlich der Vereinbarkeit mit Rohrleitungen entgegenstehen.

⁴⁰ Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee, Aufgabe aus dem Flächenentwicklungsplan 2025, Stand: 30.04.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Bericht_der_UENB.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Abruf am 19.05.2025).

⁴¹ Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1, Stand: 15.05.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

3.7 Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 6 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar sind. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen und, soweit wie möglich, Umspannanlagen.

Der Flächenentwicklungsplan 2023 legt die Konverterplattform NOR-13-1 auf der Fläche N-13.2 an der südwestlichen Ecke der Fläche N-13.2 fest. Der Flächenentwicklungsplan 2023 trifft keine Festlegungen für eine Konverterplattform auf der Fläche N-13.1. Diese Fläche wird an die Konverterplattform NOR-11-2 angebunden. Der konkrete Trassenverlauf der Netzanbindungssysteme NOR-13-1 und NOR-11-2 ist mit der Entscheidung des BSH und mit Zustimmung des Marinekommandos über den Trassenverlauf einzelner Offshore-Netzanbindungssysteme vom 15.05.2025 neu festgelegt worden. Räumliche Auswirkungen der angepassten Trassenverläufe ergeben sich für den Standort der Konverterplattform NOR-13-1 und NOR-11-2 hieraus nicht. Hinsichtlich der beiden Konverterplattformen NOR-13-1 und NOR-11-2 ist nicht auszuschließen, dass sich im Zulassungsverfahren für die jeweiligen Konverterplattform im Rahmen der rechtlichen Möglichkeiten Abweichungen von den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans ergeben.

Nach dem Planungsgrundsatz 7.10.4 des Flächenentwicklungsplans 2025 dürfen in einem Schutzbereich von 1.000 m um den im Flächenentwicklungsplan festgelegten Standort der Konverterplattform grundsätzlich keine Windenergieanlagen errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem Übertragungsnetzbetreiber in einem Bereich von 500

bis 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem Übertragungsnetzbetreiber erfolgen.

Unter Umsetzung des oben genannten Planungsgrundsatzes des Flächenentwicklungsplans 2025 (einschließlich der sich aus der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ergebenden Aktualisierungen) bestehen keine Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit von Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 mit den im Flächenentwicklungsplan 2025 festgelegten Standorten für Konverterplattformen. Des Weiteren sind derzeit keine Anhaltspunkte ersichtlich, wonach bereits bestehende Konverterplattformen der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf den zu prüfenden Flächen entgegenstehen könnten.

3.8 Kein Entgegenstehen anderer Anforderungen nach dem WindSeeG, zwingender sonstiger öffentlich-rechtlicher Bestimmungen oder sonstiger überwiegender öffentlicher oder privater Belange

Abschließend sind keine zwingenden öffentlich-rechtlichen Bestimmungen, überwiegende öffentlich-rechtliche oder private Belange oder sonstige Anforderungen nach dem WindSeeG ersichtlich, die einer Eignung der Flächen entgegenstehen.

Gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 8 WindSeeG sind die Anforderungen des WindSeeG und sonstige zwingende öffentlich-rechtliche Bestimmungen einzuhalten. Gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG hat zudem eine Interessenabwägung mit sonstigen öffentlichen und privaten Belangen zu erfolgen.

Als sonstige erhebliche Belange kommen vorliegend insbesondere die im Folgenden geprüften Belange in Betracht:

- Sonstige Belange, die im Flächenentwicklungsplan genannt werden,
- Sicherheits- und Gesundheitsschutz/Katastrophenschutz;
- Fischerei und marine Aquakultur;
- Internationale militärische Belange, soweit nicht im Rahmen der Prüfung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung berücksichtigt;
- Belange privater Dritter in Bezug auf sonstige Nutzungen (Bergbau, Kabel, Leitungen, benachbarte Windenergieanlagen, Tourismus) soweit nicht im Rahmen der Prüfung der Ausschlusskriterien berücksichtigt.

3.8.1 Flächenentwicklungsplan

Der Flächenentwicklungsplan legt insbesondere Gebiete und Flächen und die zeitliche Reihenfolge fest, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre und des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 bis 4 WindSeeG. Ferner legt der Flächenentwicklungsplan fest, ob eine Fläche zentral voruntersucht werden soll, § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 WindSeeG. Diese Festlegungen bilden den Rahmen für die gegenständliche Prüfung. Zudem wird im Flächenentwicklungsplan die auf den festgelegten Flächen voraussichtlich zu installierende Leistung bestimmt, § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 WindSeeG. Diese voraussichtlich zu installierende Leistung ist bei der Bestimmung der auf der Fläche zu installierenden Leistung neben anderen Faktoren insbesondere zu berücksichtigen.⁴² Zur Prüfung der zu installierenden Leistung wird auf Kapitel 4 verwiesen.

Grundlage der Prüfung mit Blick auf den Flächenentwicklungsplan ist der Flächenentwicklungsplan 2025 unter Berücksichtigung der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 30. Januar 2026. Mit der Änderung wurden die Kalenderjahre für die Ausschreibungen, für die Inbetriebnahme der WEA, für den Einzug der parkinternen Verkabelung und die Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindungssysteme für die Flächen N-13.1 und N-13.2 angepasst. Erstmals festgelegt wurden die Flächen N-13.1 und N-13.2 allerdings im Flächenentwicklungsplan 2023. Im Zulassungsverfahren für Windenergieanlagen auf See wird grundsätzlich der zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung zuletzt bekanntgemachte Flächenentwicklungsplan in seiner aktuellen Fassung und unter Berücksichtigung dortiger Übergangsregelungen zugrunde gelegt.

⁴² Vgl. § 10 Abs. 3 WindSeeG und die zugehörige Gesetzesbegründung in BT-Drs. 18/8860, S. 283.

Es sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, wonach die im Flächenentwicklungsplan 2025 berücksichtigten Belange der Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 entgegenstehen.

3.8.2 Sicherheits- und Gesundheitsschutz/Katastrophenschutz

Der Sicherheits- und Gesundheitsschutz aller in dem späteren Offshore-Windpark tätigen Personen ist ein sonstiger überwiegender öffentlicher Belang i.S.d. § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG. Die Vorschriften zu Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit sind sonstige zwingende öffentlich-rechtliche Bestimmungen i.S.d. § 10 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 lit. a i.V.m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 8 WindSeeG.

Zu den Vorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit gehören neben dem Arbeitsschutzgesetz und den darauf basierenden Verordnungen die Unfallverhütungsvorschriften der Unfallversicherungsträger und das Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen. Technische und Arbeitsmedizinische Regeln konkretisieren die Arbeitsschutzverordnungen. DGUV Informationen enthalten Hinweise und Empfehlungen, die die praktische Anwendung des Arbeitsschutzrechts erleichtern sollen. Darüber hinaus gelten die Vorgaben des Planungsgrundsatzes Ziffer 7.8 „Behördliche Standards, Vorgaben bzw. Konzepte“ des FEP 2025.

Diese Regelungen decken den Schutzbedarf in Bezug auf die Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit unter offshore Bedingungen ab. Die aktuellen behördlichen Anforderungen an eine unverzügliche Rettung und medizinischen Versorgung von Beschäftigten in der Offshore-Wind-

industrie sehen u.a. das Eintreffen einer Notärztin oder eines Notarztes in spätestens 60 Minuten nach einem Notruf an der betroffenen Einrichtung vor.⁴³ Letzteres kann regelmäßig auch dann ermöglicht werden, wenn die Notärztin oder der Notarzt mit einem Hubschrauber von dem Flugplatz Norden-Norddeich oder Sankt Peter Ording zur betroffenen Einrichtung verbracht wird⁴⁴. Dies gilt grundsätzlich auch für den nördlichen Teil der Fläche N-13.2. Allerdings ist im letztgenannten Fall nicht ausgeschlossen, dass die Flugzeit – in seltenen Ausnahmen je nach Witterung – 60 Minuten geringfügig (d.h. weniger als 2 Minuten) überschreiten kann. Ein zusätzlicher Regelungsbedarf ergibt sich hieraus nicht, da eine Erreichbarkeit der Flächen binnen 60 Minuten von beiden Flugplätzen sowohl für die Fläche N-13.1 als auch die Fläche N-13.2 grundsätzlich sichergestellt werden kann.

Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass derzeit eine Arbeitsgruppe von Bund und Küstenbundesländern einen gemeinsamen Standard zur Offshore-Rettung erarbeitet. Für die Eignungsfeststellung wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Vorhabensträgerin und Betreiberin des OWP sich an die Anforderungen der zukünftig gültigen Fassung des gemeinsamen Standards halten wird. Für Einzelheiten zum gemeinsamen Standard wird auf den Internetauftritt des BSH zur AG Offshore-Rettung verwiesen.⁴⁵

3.8.3 Fischerei

Der Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 steht kein überwiegendes Interesse der Fischerei entgegen.

⁴³ Konzept zur unverzüglichen Rettung und medizinischen Versorgung von Beschäftigten in der Offshore-Windindustrie (Stand: Mai 2023), S. 7 unter Ziffer 4 f.

⁴⁴ vgl. Internetauftritt des Anbieters Northern Helicopter zur Lage der Standorte (u.a. Sankt Peter-Ording, Norden/Norddeich) und der prognostizierten Reichweite von Offshore-Rettungsflügen insbesondere in der Nordsee:

<https://northernhelicopter.de/unternehmen/standorte/> (Abruf am 05.08.2026).

⁴⁵ Internetseite der AG Offshore-Rettung: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Flaechenvoruntersuchung/_Anlagen/Externe_Links/AG_Offshore_Rettung/AG_Offshore-Rettung_node.html (Abruf am 05.08.2026).

Wie in dem Umweltbericht zu den Flächen N-13.1 und N-13.2 in Kapitel 2.4.3.3 und 2.4.6.3 festgestellt wird, werden die Flächen zum heutigen Zeitpunkt fischereilich genutzt. Mit der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen und Plattformen als auch durch die parkinterne Verkabelung werden für bestimmte Fischereimethoden schon allein zum Schutz der Integrität der Anlagen Einschränkungen des Betätigungsfelds verbunden sein.

Für Windparkflächen und Plattformstandorte richtet die Zulassungsbehörde bzw. das BSH regelmäßig mit Beginn der Bauphase im Einvernehmen mit der GDWS i.S.d. § 74 Abs. 1 WindSeeG eine Sicherheitszone ein. Sicherheitszonen dürfen gem. § 7 Abs. 2 VO-KVR grundsätzlich nicht befahren werden. Eine Ausnahme kann gemäß § 7 Abs. 2 VO-KVR für Fahrzeuge greifen, deren Rumpflänge 24 Meter nicht übersteigt oder die vom Befahrensverbot befreit sind. Somit auch grundsätzlich – vorbehaltlich anderer Befahrensregelungen der GDWS – auch für Fischereifahrzeuge, deren Rumpflänge nicht 24 Meter (m) übersteigt.

Die GDWS erlässt für die Sicherheitszonen gem. § 7 Absatz 3 i.V.m. Absatz 2 VO-KVR regelmäßig eine Befahrensregelung. Die Sicherheitszone schließt das Befahren der Sicherheitszone für andere als Baufahrzeuge regelmäßig während der Bauphase aus. Für die Betriebsphase prüft und regelt die GDWS unter anderem, inwieweit das Befahren von Fahrzeugen mit einer maximalen Rumpflänge von 24 m zugelassen werden kann.

Aus Gründen der Sicherheit erfolgt in der Sicherheitszone regelmäßig ein Verbot der Fischerei oder der Nutzung von bestimmtem Fischereigerät (wie Angeln, Grund-, Schlepp- und Treibnetze oder ähnlichem Gerät) sowie des Ankerns.

Teilweise ist passive Fischerei mit Körben und Reusen in der Sicherheitszone außerhalb der bebauten Windparkflächen davon ausgenommen, soweit sich die passiven Fischereigeräte auf dem Meeresboden befinden⁴⁶.

Auf Grundlage der dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen und bisherigen Praxis zu Sicherheitszonen und Befahrensregelungen ist damit zu rechnen, dass sich die Fischereientensität auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 verringern wird. Zukünftige etwaige neue Erkenntnisse zur Vereinbarkeit von (bestimmten) Fischereitechniken und Betrieb von Offshore Windparks könnten evtl. zu einer Anpassung der bisherigen Praxis zu den Befahrensregelungen der Sicherheitszonen führen. Dabei ist nach wie vor erheblich die Sicherheit und Leichtigkeit des (Schiffs-)verkehrs sicherzustellen. Dies kann auch bei solchen neueren Erkenntnissen weiterhin zu vergleichbaren Befahrensregelungen in den Sicherheitszonen führen. Dabei ist Grundlage der Befahrensregelungen der § 7 Absatz 3 i.V.m. Absatz 2 VO-KVR. Der Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2025 (FEP UB 2025) legt auf S. 252f. eine Untersuchung, die im Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2023 (FEP UB 2023) abgebildet wurde, zugrunde, um den Serviceverkehr in der AWZ zu betrachten. Die vom FEP UB 2025 zitierte Untersuchung im FEP UB 2023 bietet ebenfalls Anhaltspunkte dafür, wie hoch das Fischereiaufkommen auf den Flächen des Gebiets N-13 sein könnte. Der Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2023 stellt auf Grundlage von AIS-Aufzeichnungen fest, dass am Gate N-13 (s. S. 55 Abb. 11) im Juli 2019 121 Fischereifahrzeuge erfasst wurden und im Dezember 2019 2 Fischereifahrzeuge (S. 66 Abb. 23, S. 67 Tabelle 23). Es könne indes

⁴⁶ Vgl. z.B. die Allgemeinverfügung der GDWS zum Befahren der gemeinsamen Sicherheitszone um die Offshore-Windparks „Nordsee Ost“ und „Meerwind Süd/Ost“ sowie die Konverterplattformen „HelWin alpha“ und „HelWin beta“ II Nr. 6; <https://www.elwis.de/DE/Seeschifffahrt/Offshore->

[Windparks/Nordsee-05.pdf?blob=publicationFile&v=4](https://www.elwis.de/DE/Seeschifffahrt/Offshore-Windparks/Nordsee-05.pdf?blob=publicationFile&v=4), Abruf am 19.05.2025; und auch grundsätzlich dazu: BSH, Raumordnungsplan 2021, 2.2.2. (4), S. 11.

nicht ausgeschlossen werden, dass der Fischereiverkehr nicht vollständig erfasst wurde, da die meisten Fischereifahrzeuge das VMS-Meldungssystem nutzten (UB Nordsee FEP 2023 S. 63, zwar auf N-9 und N-10 bezogen, aber auch auf N-13 anwendbar). Überdies befindet sich das Gebiet N-13 in weiter Entfernung zu Offshore Windparks und deren Infrastruktur. Es sei wichtig zu beachten, dass die AIS-Daten mit großen Unsicherheiten zu betrachten seien und daher keine verlässlichen Aussagen über die tatsächliche Dichte des Schiffsverkehrs aussagen würden (vgl. UB Nordsee FEP 2023, S. 66). Die Unsicherheiten in den Daten hingen mit der großen Entfernung zu AIS-Empfangsstationen zusammen und könnten auch nach eingehender Qualitätsprüfung nicht behoben werden. Trotz der genannten Unsicherheiten lieferten die AIS-Daten Hinweise zum Schiffsverkehr auch in den von der Küste und den Inseln weit entfernt liegenden Gebieten des FEP (vgl. UB Nordsee FEP 2023, S. 66). Auf Grundlage der erfassten Fahrzeuge wird im Umweltbericht zum FEP 2023 im Bereich des Gebietes N-13 eine deutliche Zunahme des Fischereiverkehrs in den Sommermonaten angenommen (vgl. UB Nordsee FEP 2023, S. 68). N-13 gehöre ebenfalls zu den häufig aufgesuchten Fischereigründen in der deutschen AWZ der Nordsee (vgl. UB Nordsee FEP 2023, S. 68). Zu bedenken ist indes, dass nicht die Geschwindigkeit der mittels AIS aufgezeichneten Fischereifahrzeuge erfasst wurde, sodass nicht geklärt ist, ob alle aufgezeichneten Fahrzeuge den Bereich des Gebiets N-13 befischten oder ihn nur durchfuhren.

Die Errichtung einer Sicherheitszone um einen Offshore-Windpark führt nicht zwingend zum gänzlichen Ausschluss von Fischerei. Die konkreten Projektparameter werden im Zulassungsverfahren geprüft. Form und Umfang fischereilicher Nutzung hängen auch von der zukünftigen

Befahrensregelung der GDWS ab. In Anbetracht der bisherigen Praxis könnte passive Fischerei mit Reusen und Körben außerhalb des Bereichs der Sicherheitszone, in dem sich die Anlagen selbst befinden, möglich sein (vgl. die bisherige Praxis, § 15 BKompV und ROP 2021 2.2.2 (4)).

Die im ROP 2021 abgebildete Karte in Abbildung 9⁴⁷ zeigt das festgelegte Vorbehaltsgebiet für Kaisergranat.

Die Flächen N-13.1 und N-13.2 sind nicht vom Vorbehaltsgebiet Kaisergranat umfasst, befinden sich aber in unmittelbarer Nähe zu diesem Gebiet. Auf den beiden Flächen findet derzeit auch Fischerei auf die Zielart Kaisergranat statt.

Die fischereilichen Aktivitäten sind 2021 auf den Flächen N-13.1 und N-13.2 in abnehmender Tendenz im Vergleich zu den Vorjahren zu beobachten.⁴⁸

Zu anderen konkret zwingend wichtigen Fanggebieten, die mit den Flächen N-13.1 und N-13.2 korrelieren liegen keine konkreten Daten auf diesen Flächen vor. Wir können daher keine solchen konkreten Daten in unsere Prüfung einstellen.

Es ist nicht ersichtlich, dass die Fischerei auf die Flächen N-13.1 und N-13.2 angewiesen ist. Die Flächen N-13.1 und N-13.2 liegen inmitten des pleistozänen Elbe-Urstromtals, und zeichnen sich durch vorrangig weiche Sedimentverfüllung aus. Mit der Etablierung des Vorbehaltsgebiets auf Kaisergranat im ROP 2021 wurden den fischereilichen Interessen bereits nachgegangen. Im Hinblick auf den hohen Stellenwert erneuerbarer Energien und dass der Anteil dieser Energiegewinnung steigen soll⁴⁹ sowie den gesetzgeberischen Willen, welcher in § 1 Absatz 3 WindSeeG zum Ausdruck kommt, treten etwaige fischereiliche Interessen hinter dem überragenden öffentlichen Interesse an dem Ausbau der

⁴⁷ BSH, Raumordnungsplan 2021, Abb. 9, S. 28.

⁴⁸ BSH, Raumrelevante Entwicklungen, Jahresbericht 2021, Seite 55.

⁴⁹ S. aktuelle Meldung der Bundesregierung: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/faq-energiegewende-2067498>; Abruf am 20.05.2025.

Windenergie auf die Flächen N-13.1 und N-13.2 zurück.

Auf Grundlage der uns vorliegenden Daten ist kein überwiegendes fischereiliches Interesse zu erkennen, welches einer Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 entgegenstünde.

Auf Ebene der Eignungsfeststellung werden deshalb für die Flächen N-13.1 und N-13.2 in der 6. WindSeeV über die genannten Planungsgrundsätze des Flächenentwicklungsplans hinaus weder Vorgaben zu einer Einschränkung noch zu einer Ermöglichung der Fischerei gemacht.

Im Übrigen wird auf die Ausführungen im Rahmen des Flächenentwicklungsplans 2025 zu diesem Thema verwiesen.

3.8.4 Kein Entgegenstehen sonstiger überwiegender privater Belange

Es sind keine sonstigen überwiegenden privaten Belange ersichtlich, die der Eignung der Flächen N-13.1 und N-13.2 entgegenstehen.

Als private Rechte, die generell durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen beeinträchtigt sein können, kommen das Privateigentum an den errichteten und verlegten Anlagen oder das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb in Betracht.⁵⁰ Dabei wäre eine Eignung nicht schon dann abzulehnen, wenn Belange privater Dritter überhaupt betroffen wären. Vielmehr müssen die Belange gegenüber dem Interesse an der Feststellung der Eignung, damit an der Errichtung und dem Betrieb eines Offshore-Windparks auf der Fläche überwiegen.

Sonstige private Belange wie Bergbau, Kabel, Leitungen oder Tourismus, soweit sie nicht bereits im Rahmen der Ausschusskriterien geprüft wurden, stehen soweit ersichtlich ebenfalls nicht entgegen.

Überwiegende Belange der jeweils benachbarten Offshore-Windparks, die gegen eine Eignung sprechen, sind nicht ersichtlich.

⁵⁰ Schmälter in Theobald/Kühling, Energierecht, § 5 See-AnlV, Rn. 62.

4 Bestimmung der zu installierenden Leistung

Für jede Fläche, deren Eignungsprüfung ergibt, dass sie zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG geeignet ist, ist nach § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG die zu installierende Leistung auf der Fläche durch Rechtsverordnung festzustellen. Nach § 10 Abs. 3 WindSeeG wird zur Bestimmung des Anteils einer Fläche am Ausschreibungsvolumen nach § 2a Abs. 3 WindSeeG die zu installierende Leistung auf der jeweiligen Fläche bestimmt.

Der hierbei anzuwendende Rahmen wird durch § 2a Abs. 2 WindSeeG definiert: „Die zur Ausschreibung kommenden Flächen sollen [...] grundsätzlich eine zu installierende Leistung von 500 bis 2 000 Megawatt erlauben.“ Zur Bestimmung der zu installierenden Leistung ist im Rahmen der Eignungsprüfung eine Gesamtschau vorzunehmen.⁵¹ Daran ist auch nach Änderung des § 2a Abs. 2 WindSeeG mit Wirkung vom 23. Dezember 2025 weiterfestzuhalten. Denn der neugefasste § 2a Abs. 2 WindSeeG ermöglicht eine flexiblere Handhabung bei der Ausschreibung von Flächen zugunsten der Ausweisung von zentral voruntersuchten Flächen (BT-Drs. 21/1491, S. 38).

Bei der im Rahmen der Eignungsprüfung durchzuführenden Gesamtschau ist insbesondere die nach dem Flächenentwicklungsplan voraussichtlich zu installierende Leistung als wesentliches Element der Ausbausteuerung zu berücksichtigen. Die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung im Rahmen des Flächenentwicklungsplans basiert auf einer Abwägung zwischen verschiedenen Kriterien, welche im Wesentlichen Flächensparsamkeit, Kosteneffizienz und Effizienz der Netzanbindung umfas-

sen (zu Einzelheiten siehe Flächenentwicklungsplan 2025 Begründung Abschnitt III. Kapitel 1 [Seite 47ff.] in Verbindung mit Flächenentwicklungsplan 2020, Kap. 4.7.1). Des Weiteren ist das Zusammenspiel mit der für die Anbindung der Fläche vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung, die zu installierende oder schon installierte Leistung auf anderen Flächen (v. a. solcher, die über dieselbe Sammelanbindung angeschlossen werden sollen) und der gleichmäßige Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See in die Erwägungen miteinzubeziehen. Der Stand von Wissenschaft und Technik zum Umfang der installierten Leistung auf Flächen ist zu berücksichtigen, wobei wesentlicher Indikator die zum Zeitpunkt der Eignungsfeststellung tatsächlich realisierten Bauvorhaben auf anderen Flächen sind. Gleichzeitig sind aber auch mögliche Erweiterungen durch den bis zur Errichtung noch zu erwartenden technischen Fortschritt zu beachten.

Die im Rahmen dieser Gesamtschau für eine Fläche bestimmte zu installierende Leistung wird auf Grundlage der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans und unter Einbeziehung von Erkenntnissen aus der Voruntersuchung der Fläche plausibilisiert: Hierfür wird die im Flächenentwicklungsplan festgelegte Fläche unter Berücksichtigung der erforderlichen Schutzbereiche (Windenergieanlagen benachbarter Flächen, Seekabelsysteme, Konverterplattformen, mögliche An- und Abflugkorridore) sowie von Ausschlusszonen (bspw. zum Schutz von potentiellen Kulturgütern), die sich aus der Voruntersuchung ergeben, zu Grunde gelegt. Die für die zu plausibilisierende Leistung erforderliche Anzahl an Offshore-Anlagen wird sowohl mit einer gleichmäßigen als auch ungleichmäßigen Verteilung auf der Fläche als Windpark-Layout geprüft. Eine mögliche Erhöhung der installierten

⁵¹ Siehe hierzu und zum nachfolgenden Abs. BT-Drs. 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren

Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Begründung zu § 10 Abs. 3 WindSeeG, S. 283.

Leistung um bis zu zehn Prozent wird im Rahmen der Plausibilisierung berücksichtigt.

4.1 Fläche N-13.1

Im Flächenentwicklungsplan 2023 wurde für die Fläche N-13.1 auf einer Grundfläche von 50 km² eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 500 Megawatt (MW) festgelegt.⁵² Im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2025 wurde für das Gebiet N-13 sowie für die Fläche N-13.1 eine relativ kleinräumige Inkonsistenz der Planung des FEP 2023 korrigiert. Unter Berücksichtigung dieser Korrektur beträgt die Grundfläche 49 km².⁵³ Die voraussichtlich zu installierende Leistung von 500 MW bleibt hiervon unberührt.

Gemäß Flächenentwicklungsplan 2023 ist zur Anbindung der Fläche N-13.1, ebenso wie für die Anbindung der Fläche N-11.2 (1.500 MW), das Netzanbindungssystem NOR-11-2 mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 2.000 MW vorgesehen.⁵⁴

Am 15. Mai 2025 hat das BSH mit Zustimmung des Marinekommandos und auf Grundlage des gemäß des Flächenentwicklungsplans 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzulegenden Berichts⁵⁵ zur Alternativenprüfung zur

Umgehung des Artillerieschießgebiets Nordsee die Entscheidung über den Trassenverlauf der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 bekanntgemacht und einen neuen Trassenverlauf festgelegt. Die Entscheidung betrifft u.a. das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2.⁵⁶ Diese Anpassungen haben jedoch im Bereich der Flächen N-13.1 keine räumlichen Auswirkungen, da sie im Bereich westlich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind. Gleichwohl werden, wie in der Entscheidung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 15. Mai 2025 prognostiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern bestätigt⁵⁷, die Anpassungen der Trassenverläufe zu Verzögerungen der erwarteten Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindungssysteme führen. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin des Netzanbindungssystems NOR-11-2 fällt zeitlich mit der vorgesehenen Inbetriebnahme des Windparks auf der Fläche N-13.1 zusammen; beides ist nach der Änderung des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2026 für das Jahr 2032 vorgesehen. Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, Version 2025⁵⁸, greift die vorgenannten Änderungen auf. Für konkrete Informationen zur Veröffentlichung

⁵² Flächenentwicklungsplan 2023, Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen.

⁵³ Flächenentwicklungsplan vom 30. Januar 2025, Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen.

⁵⁴ Flächenentwicklungsplan 2023, Tabelle 3: Festlegungen für Netzanbindungssysteme, Tabelle 6: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung.

⁵⁵ Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee, Aufgabe aus dem Flächenentwicklungsplan 2025, Stand: 30.04.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Down-loads_FEP2025/Bericht_der_UENB.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Abruf am 19.05.2025).

⁵⁶ Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Down-loads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

⁵⁷ https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Down-loads_FEP2025/Zur_Entscheidung_ASG_Pr%C3%BCf.html (Abruf 09.01.2026)

⁵⁸ Netzentwicklungsplan Strom Bedarfsermittlung 2023-2037/2045, S. 1114: Projektsteckbrief „NOR-11-2 Lan-Win4: DC-Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-2“

des voraussichtlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Abs. 2 S. 3 EnWG wird auf die Internetseite des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers⁵⁹ verwiesen

Für die Bestimmung der zu installierenden Leistung spielt die durch den Flächenentwicklungsplan voraussichtlich zu installierende Leistung eine zentrale Rolle, da sie als wesentliches Element der Ausbausteuerung im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen ist. Vorliegend ist die festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung auf Fläche N-13.1 geeignet zur optimalen, da vollständigen Ausnutzung des vorgesehenen Netzanbindungssystems NOR-11-2 (zusammen mit der Fläche N-11.2, für die im Flächenentwicklungsplan eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 1.500 MW festgelegt ist). In Anbetracht der Erkenntnisse der Voruntersuchung der Fläche N-13.1 besteht kein Anlass, bei der Bestimmung der zu installierenden Leistung von der durch den Flächenentwicklungsplan festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von 500 MW abzuweichen:

Die für die Bestimmung der zu installierenden Leistung zu Grunde gelegte tatsächlich bebaubare Fläche auf der Fläche N-13.1 entspricht im Wesentlichen den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2023, wobei im Rahmen des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2025 eine kleinräumige Korrektur des Flächenzuschnitts erfolgt ist. Im Rahmen der Voruntersuchung konnten auf bzw. in der Nähe der Fläche N-13.1 fünf versandete Objekte, welche sich sowohl in den Magnetometerdaten als auch in den Sedimentecholotdaten abgezeichnet haben, identifiziert werden. Die dazugehörigen Koordinaten der versandeten Objekte ergeben sich aus Tabelle 1. Auf Grundlage der vorhandenen Datenlage ist eine Einordnung der Objekte nicht

möglich. Daher scheidet insbesondere eine archäologische Bewertung aus.

Tabelle 1: Koordinaten der versandeten Objekte auf bzw. in der direkten Nähe der Fläche N-13.1 nach WGS84.

BSH-Nr.	Breite	Länge
MAG_SBP_097	55° 01,4039'N	006° 19,2784'E
MAG_SBP_106	55° 00,1431'N	006° 22,7293'E
MAG_SBP_107	54° 59,7498'N	006° 19,8249'E
MAG_SBP_112	54° 59,0087'N	006° 16,6139'E
MAG_SBP_115	54° 58,2661'N	006° 16,9839'E

Zur Plausibilisierung der zu installierenden Leistung wurden, ausgehend von der dargestellten tatsächlich bebaubaren Fläche, Modellierungen basierend auf zwei verschiedenen WEA-Typen durchgeführt. Als primärer WEA-Typ wurde eine generische 22 MW Offshore-Anlage verwendet (bezeichnet als BSH-290-22, Rotordurchmesser 290 m). Dieser WEA-Typ wird ebenfalls für die Modellierung des Ertragspotenzials für verschiedene Ausbauszenarien im Rahmen des Flächenentwicklungsplans begleitenden wissenschaftlichen Gutachtens⁶⁰ verwendet und ist dort den Inbetriebnahmejahren nach 2030 zugeordnet (mit der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 30.01.2026 wurde für die Flächen N-13.1 und N-13.2 eine Inbetriebnahme der WEA für 2032 festgelegt.). Als sekundäres Szenario wurde die im Rahmen des IEA Wind Task 37⁶¹ entwickelte 15 MW Offshore-Anlage

⁵⁹ <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/offshore-netzanschluesse/> (Abruf am 09.01.2026).

⁶⁰ DÖRENKÄMPER ET AL., 2023.

⁶¹ EVAN GAERTNER ET AL., 2020.

(IEA-240-15, Rotordurchmesser 240 m) angenommen, welche ebenfalls im genannten Gutachten dargestellt wird und die dort den Inbetriebnahmejahren 2026 bis einschließlich 2030 zugeordnet ist.

Bei der Plausibilisierung waren insbesondere folgende Planungsgrundsätze des Flächenentwicklungsplans 2025 zu beachten:

- Planungsgrundsatz 7.10.5 (a): Zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist grundsätzlich ein Abstand von mindestens dem Fünffachen des jeweils größeren Rotordurchmessers einzuhalten. Dies schließt WEA ein, die zugelassen sind oder sich in Planung befinden. Im Falle benachbarter OWP, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen.
- Planungsgrundsatz 7.10.4: In einem Schutzbereich von 1.000 m um den im Flächenentwicklungsplan festgelegten Standort der Konverterplattform dürfen grundsätzlich keine WEA errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem ÜNB in einem Bereich von 500 bis 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem ÜNB erfolgen.
- Planungsgrundsatz 7.10.3 (a): Zu Seekabelsystemen Dritter ist durch WEA, die parkinterne Verkabelung, Plattformen des OWP-Betreibers bzw. sonstige Energiegewinnungsanlagen beidseits ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die parkinterne Verkabelung von OWP bzw. sonstigen Energiegewinnungsbereichen ist

derart auszugestalten, dass bestehende, genehmigte oder geplante Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen des Plans festgelegte Leitungen möglichst nicht gekreuzt werden. Ist eine Kreuzung unvermeidbar, gelten die Vorgaben des Planungsgrundsatzes 7.13.4 zu Kreuzungen.

Unter Anwendung der dargestellten Planungsgrundsätze und weiteren Modellparameter konnte die Bestimmung einer zu installierenden Leistung von 500 MW für die Fläche N-13.1 plausibilisiert werden. Im Rahmen der Plausibilisierung wurden die fünf versandeten Objekte (Tabelle 1) berücksichtigt. Dabei wurde vorsorglich ein Schutzbereich von 100 m um den Mittelpunkt des jeweiligen Objektes angenommen.

Nach Abwägung der für die Bestimmung maßgeblichen Kriterien, insbesondere unter Berücksichtigung der im Flächenentwicklungsplan 2023 festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von 500 MW und der korrespondierenden Kapazität des zugehörigen Netzanbindungssystems wird für die Fläche N-13.1 daher eine zu installierende Leistung von 500 MW bestimmt.

4.2 Fläche N-13.2

Im Flächenentwicklungsplan 2023 wurde für die Fläche N-13.2 auf einer Grundfläche von 91 km² eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 1.000 Megawatt (MW) festgelegt.⁶²

Gemäß Flächenentwicklungsplan 2023 ist für die Anbindung der Fläche N-13.2, ebenso wie für die Anbindung der Fläche N-12.3 (1.000 MW), das Netzanbindungssystem NOR-13-1 mit einer Übertragungskapazität von insgesamt

⁶² Flächenentwicklungsplan 2023, Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen.

2.000 MW vorgesehen.⁶³ Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, Version April 2024⁶⁴, sieht keine diesbezüglichen Änderungen vor.

Am 15. Mai 2025 hat das BSH mit Zustimmung des Marinekommandos und auf Grundlage des gemäß des Flächenentwicklungsplans 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzulegenden Berichts⁶⁵ zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets Nordsee die Entscheidung über den Trassenverlauf einzelner Offshore-Netzanbindungssysteme bekanntgemacht und einen neuen Trassenverlauf festgelegt. Die Entscheidung betrifft u.a. das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1.⁶⁶ Diese Anpassungen haben jedoch im Bereich der Flächen N-13.2 keine räumlichen Auswirkungen, da sie im Bereich westlich des Artillerieschießgebiets Nordsee erfolgt sind. Gleichwohl werden, wie in der Entscheidung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 15. Mai 2025 prognostiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern bestätigt⁶⁷, die Anpassungen der Trassenverläufe zu Verzögerungen der

erwarteten Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindungssysteme führen. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin des Netzanbindungssystems NOR-13-1 fällt zeitlich mit der vorgesehenen Inbetriebnahme des Windparks auf der Fläche N-13.2. zusammen; beides ist nach der Änderung des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2026 für das Jahr 2032 vorgesehen.⁶⁸ Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, Version 2025⁶⁹, greift die vorgenannten Änderungen auf. Für konkrete Informationen zur Veröffentlichung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Abs. 2 S. 3 EnWG wird auf die Internetseite des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers⁷⁰ verwiesen.

Für die Bestimmung der zu installierenden Leistung spielt die durch den FEP festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung eine zentrale Rolle, da sie als wesentliches Element der Ausbausteuerung im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen ist. Vorliegend ist die festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung auf Fläche N-13.2 geeignet zur optima-

⁶³ Flächenentwicklungsplan 2023, Tabelle 3: Festlegungen für Netzanbindungssysteme, Tabelle 6: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung.

⁶⁴ Netzentwicklungsplan Strom Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 S. 1033: Projektsteckbriefe Zubaunetz „NOR-13-1: DC-Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-13-1 (LanWin5)“

⁶⁵ Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee, Aufgabe aus dem Flächenentwicklungsplan 2025, Stand: 30.04.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Bericht_der_UENB.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Abruf am 19.05.2025).

⁶⁶ Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-

12.2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025; abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 19.05.2025).

⁶⁷ https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Zur_Entscheidung_ASG_Pr%C3%BCfv.html (Abruf 09.01.2026)

⁶⁸ Planungsstand ist die Änderung des Flächenentwicklungsplans vom 30. Januar 2026.

⁶⁹ Netzentwicklungsplan Strom Bedarfsermittlung 2023-2037/2045, S. 1127: Projektsteckbrief „NOR-13-1 LanWin5: DC-Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-13-1“

⁷⁰ <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/offshore-netzanschluesse/>; Abruf am 25.03.2025.

len, da vollständigen Ausnutzung des vorgesehenen Netzanbindungssystems NOR-13-1 (zusammen mit der Fläche N-12.3, für die im Flächenentwicklungsplan eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 1.000 MW festgelegt worden ist). In Anbetracht der Erkenntnisse der Voruntersuchung der Fläche N-13.2 besteht kein Anlass, bei der Bestimmung der zu installierenden Leistung von der durch den Flächenentwicklungsplan festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von 1.000 MW abzuweichen:

Die für die Bestimmung der zu installierenden Leistung zu Grunde gelegte tatsächlich bebaubare Fläche auf der Fläche N-13.2 entspricht den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2023. Im Rahmen der Voruntersuchung konnten auf bzw. in der Nähe der Fläche N-13.2 12 Objekte identifiziert werden. Die dazugehörigen Koordinaten der Objekte ergeben sich aus Tabelle 2. Bei neun Objekten handelt es sich um versandete Objekte, welche sich sowohl in den Magnetometerdaten als auch in den Sedimentecholotdaten abgezeichnet haben. Auf Grundlage der vorhandenen Datenlage ist eine Einordnung der Objekte nicht möglich. Daher scheidet insbesondere eine archäologische Bewertung aus. Bei den übrigen drei Objekten, eines davon ebenfalls versandet, handelt es sich um (potentielle) Kulturgüter (siehe Kapitel 3.2.4.3). Hinsichtlich der drei letzt genannten Objekte sieht § 4 der 6. WindSeeV jeweils eine Ausschlusszone mit einem Radius von 100 m (für das Objekt mit BSH-Nr. 3065 in Tabelle 2) bzw. 200 m (für die Objekte mit BSH-Nummern 1574 und 1634 in Tabelle 2) um den jeweiligen Objektmittelpunkt vor.

Tabelle 2: Koordinaten der Objekte auf bzw. in der direkten Nähe der Fläche N-13.2 nach WGS84.

BSH-Nr.	Breite	Länge
MAG_SBP_001	55° 09,3504'N	006° 18,4841'E

3065	55° 09,1138'N	006° 18,2425'E
MAG_SBP_019	55° 07,2861'N	006° 16,8546'E
MAG_SBP_025	55° 06,7987'N	006° 16,9846'E
MAG_SBP_039	55° 05,9205'N	006° 15,8722'E
MAG_SBP_075	55° 03,7949'N	006° 15,8998'E
MAG_SBP_062	55° 04,6101'N	006° 21,5290'E
MAG_SBP_080	55° 03,1896'N	006° 21,7100'E
MAG_SBP_081	55° 02,9999'N	006° 21,3223'E
MAG_SBP_094	55° 01,9657'N	006° 19,2418'E
1574	55° 08,0641'N	006° 17,7472'E
1634	55° 01,6347'N	006° 22,7843'E

Zur Plausibilisierung der zu installierenden Leistung wurden, ausgehend von der dargestellten tatsächlich bebaubaren Fläche, Modellierungen basierend auf zwei verschiedenen WEA-Typen durchgeführt. Als primärer WEA-Typ wurde eine generische 22 MW Offshore-Anlage verwendet (bezeichnet als BSH-290-22, Rotordurchmesser 290 m). Dieser WEA-Typ wird ebenfalls für die Modellierung des Ertragspotenzials für verschiedene Ausbauszenarien im Rahmen des den Flächenentwicklungsplan begleitenden wissenschaftlichen Gutachtens⁷¹ verwendet und ist dort den Inbetriebnahmejahren nach 2030 zugeordnet (mit der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 16.01.2025 wurde für die Flä-

⁷¹ DÖRENKÄMPER ET AL., 2023.

chen N-13.1 und N-13.2 eine Inbetriebnahme der WEA für 2032 festgelegt.). Als sekundäres Szenario wurde die im Rahmen des IEA Wind Task 37⁷² entwickelte 15 MW Offshore-Anlage (IEA-240-15, Rotordurchmesser 240 m) angenommen, welche ebenfalls im genannten Gutachten dargestellt wird und die dort den Inbetriebnahmejahren 2026 bis einschließlich 2030 zugeordnet ist.

Bei der Plausibilisierung waren insbesondere folgende Planungsgrundsätze des Flächenentwicklungsplans 2025 zu beachten:

- Planungsgrundsatz 7.10.5 (a): Zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist grundsätzlich ein Abstand von mindestens dem Fünffachen des jeweils größeren Rotordurchmessers einzuhalten. Dies schließt WEA ein, die zugelassen sind oder sich in Planung befinden. Im Falle benachbarter OWP, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen.
- Planungsgrundsatz 7.10.4: In einem Schutzbereich von 1.000 m um den im Flächenentwicklungsplan festgelegten Standort der Konverterplattform dürfen grundsätzlich keine WEA errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem ÜNB in einem Bereich von 500 bis 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem ÜNB erfolgen.
- Planungsgrundsatz 7.10.3 (a): Zu Seekabelsystemen Dritter ist durch WEA, die parkinterne Verkabelung, Plattformen des OWP-Betreibers bzw. sonstige Ener-

giegewinnungsanlagen beidseits ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die parkinterne Verkabelung von OWP bzw. sonstigen Energiegewinnungsbereichen ist derart auszugestalten, dass bestehende, genehmigte oder geplante Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen des Plans festgelegte Leitungen möglichst nicht gekreuzt werden. Ist eine Kreuzung unvermeidbar, gelten die Vorgaben des Planungsgrundsatzes 7.13.4 zu Kreuzungen.

Unter Anwendung der dargestellten Planungsgrundsätze und weiteren Modellparameter konnte die Bestimmung einer zu installierenden Leistung von 1.000 MW für die Fläche N-13.2 plausibilisiert werden. Im Rahmen der Plausibilisierung wurden die neun versandeten Objekte (Tabelle 2) berücksichtigt. Dabei wurde vorsorglich ein Schutzbereich von 100 m um den Mittelpunkt des jeweiligen Objektes angenommen.

Nach Abwägung der für die Bestimmung maßgeblichen Kriterien, insbesondere unter Berücksichtigung der im Flächenentwicklungsplan 2023 festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von 1.000 MW und der korrespondierenden Kapazität des zugehörigen Netzanbindungssystems (unter Berücksichtigung der ebenfalls über dieses angebondenen Fläche N-12.3) wird für die Fläche N-13.2 daher eine zu installierende Leistung von 1.000 MW bestimmt.

5 Gesamtergebnis

Die Flächen N-13.1 und N-13.2 sind unter Berücksichtigung der obigen Ausführungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See und damit für die Ausschreibung der BNetzA im Jahr 2026 mit der unter Kapitel 4 bestimmten zu installierenden Leistung geeignet.

⁷² EVAN GAERTNER ET AL., 2020.

6 Quellenangaben

50HERTZ, AMPRION, TENNET, Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativen-Prüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee, Aufgabe aus dem Flächenentwicklungsplan 2025, Stand: 30.04.2025

ABL GROUP (ABL) IM AUFTRAG DES BUNDESAMTES FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE, Gutachterliche Stellungnahme gemäß § 10 Abs.1 Nr. 4 WindSeeG, Voruntersuchung zur verkehrlich-schiffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen N-13.1 und N-13.2 in der AWZ der Nordsee, 22. Mai 2025 (dt. Fassung), abgekürzt als „Fachgutachten Schifffahrt“.

BRANDT, E./GAßNER, H. (Hrsg.), Seeanlagenverordnung – Kommentar, Berlin, 2002.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee, Hamburg, 18. Dezember 2020.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee, Hamburg, 20. Januar 2023.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Entwurf Flächenentwicklungsplan, Hamburg, 7. Juni 2024.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Flächenentwicklungsplan, Hamburg, 30. Januar 2025.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee, 19. August 2021, abgekürzt als "Raumordnungsplan 2021".

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Raumrelevante Entwicklungen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee, Jahresbericht 2021, Januar 2023, abgekürzt als "Raumrelevante Entwicklungen, Jahresbericht 2021".

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee, Hamburg, 20. Januar 2023.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee, Hamburg, 30. Januar 2025.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Flächenentwicklungsplan, Hamburg, 30. Januar 2025.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Entscheidung des BSH bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12.2 und NOR-13.1, Stand: 15.05.2025.

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR-, BAU UND WOHNUNGSWESEN (BMVBW, NUN BUNDESSMINISTERIUM FÜR DIGITALES UND VERKEHR, BMDV) Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe, Bonn, 14. März 2005.

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf, Aktualisierung April 2024.

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) Bedarfsermittlung 2023/2037/2045, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, März 2024.

DÖRENKÄMPER, M./MEYER, T./BAUMGÄRTNER, D./BOROWSKI, J./DETERS, C./DIETRICH, E./ET AL., Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen – Endbericht, Bremerhaven, 2023.

GAERTNER, E./RINKER, J./ SETHURAMAN, L./ZAHLE, F./ ANDERSON, B./BARTER, G./ET AL., Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine, International Energy Agency, online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>, 2020.

GENERALDIREKTION FÜR WASSERSTRASSEN UND SCHIFFFAHRT (GDWS), Allgemeinverfügung zum Befahren der gemeinsamen Sicherheitszone um die Offshore-Windparks „Nordsee Ost“ und „Meerwind Süd/Ost“ sowie die Konverterplattformen „HelWin alpha“ und „HelWin beta“ vom 13. Juli 2021.

GERMANISCHER LLOYD IM AUFTRAG DER STIFTUNG OFFSHORE WINDENERGIE, Offshore Windparks – Wirksamkeit kollisionsverhindernder Maßnahmen – Abschlussbericht vom 24. November 2008.

HOPPE, W./BECKMANN, M./KMENT, M. (Hrsg.), UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz, Kommentar, 5. Auflage, München, 2018.

THEOBALD, CH./KÜHLING, J. (Hrsg.), Energierecht, 116. EL, München, Mai 2022.